*Supplemento ordinario alla “Gazzetta Ufficiale„ n. 10 del 13 gennaio 2017 - Serie generale*

*Spediz. abb. post. - art. 1, comma 1*
*Legge 27-02-2004, n. 46 - Filiale di Roma*

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

*PARTE PRIMA* **Roma - Venerdì, 13 gennaio 2017** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA, 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - VIA SALARIA, 691 - 00138 ROMA - CENTRALINO 06-85081 - LIBRERIA DELLO STATO
PIAZZA G. VERDI, 1 - 00198 ROMA

**N. 3/L**

DECRETO LEGISLATIVO 16 dicembre 2016, n. **257.**

# Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi.

# SOMMARIO

# LEGGI ED ALTRI ATTI NORMATIVI

DECRETO LEGISLATIVO 16 dicembre 2016, n. **257**.

**Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi.**

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Visti gli articoli 76 e 87 della Costituzione;

Vista la direttiva 2014/94/UE, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi;

Vista la legge 9 luglio 2015, n. 114, recante delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - legge di delegazione europea 2014, ed in particolare l'allegato B, punto 48);

Vista la legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni, recante nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi;

Vista la legge 23 dicembre 1992, n. 498, e successive modificazioni, recante interventi urgenti in materia di finanza pubblica;

Vista la legge 28 gennaio 1994, n. 84, e successive modificazioni, recante il riordino della legislazione in materia portuale;

Vista la legge 5 giugno 2003, n. 131, recante disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento della Repubblica alla legge costituzionale 18 ottobre 2001, n. 3;

Vista la legge 23 agosto 2004, n. 239, e successive modificazioni, recante il riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;

Vista la legge 7 agosto 2015, n. 124, recante le deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche;

Visto il decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, e successive modificazioni, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale;

Visto il decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, e successive modificazioni, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, e, in particolare, gli articoli 17-*quinquies* e 17-*septies*, recante le misure urgenti per la crescita del Paese;

Visto il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, e successive modificazioni, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, e successive modificazioni, recante gli interventi urgenti di avvio del piano «Destinazione Italia», per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015;

Visto il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, e successive modificazioni, recante le disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea;

Visto il decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, e successive modificazioni, recante il nuovo codice della strada, e, in particolare, l'articolo 158, comma 1;

Visto il decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni, relativo al testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative;

Visto il decreto legislativo 11 febbraio 1998, n. 32, e successive modificazioni, concernente la razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti, a norma dell'articolo 4, comma 4, lettera *c)*, della legge 15 marzo 1997, n. 59;

Visto il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e successive modificazioni, concernente l'attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144;

Visto il decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139, e successive modificazioni, recante il riassetto delle disposizioni relative alle funzioni ed ai compiti del Corpo nazionale dei vigili del fuoco, a norma dell'articolo 11 della legge 29 luglio 2003, n. 229;

Visto il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, recante norme in materia ambientale;

Visto il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155, e successive modificazioni, recante attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria e per un aria più pulita in Europa;

Visto il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, recante l'attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;

Visto il decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55, e successive modificazioni, recante l'attuazione della direttiva 2009/30/CE, che modifica la direttiva 98/70/CE, per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio, nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE;

Visto il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, e successive modificazioni, recante l'attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE;

Visto il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, e successive modificazioni, recante l'attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE;

Visto il decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, recante l'attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose;

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, e successive modificazioni, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità (Testo *A)*;

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, e successive modificazioni, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia (Testo *A)*;

Visto il decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151, e successive modificazioni, relativo al regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'articolo 49, comma 4-*quater*, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122;

Visto il decreto del Ministro dell'interno 24 maggio 2002, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 131 del 6 giugno 2002, recante norme di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione stradale di gas naturale per autotrazione;

Visto il decreto del Ministro dell'interno 31 agosto 2006, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 213 del 13 settembre 2006, recante l'approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione;

Visto il decreto del Ministro dei trasporti 28 aprile 2008, pubblicato nel supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 162 del 12 luglio 2008, relativo al recepimento della direttiva 2007/46/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 settembre 2007, relativa all'omologazione dei veicoli a motore e dei loro rimorchi, nonché dei sistemi, componenti ed entità tecniche destinati a tali veicoli;

Acquisito il parere della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto delegato 28 agosto 1997, n. 281, espresso nella seduta del 10 novembre 2016;

Vista la preliminare deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 15 settembre 2016;

Acquisiti i pareri delle competenti Commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica;

Vista la deliberazione del Consiglio dei ministri, adottata nella riunione del 14 dicembre 2016;

Sulla proposta del Presidente del Consiglio dei ministri e del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Ministro dell'economia e delle finanze, il Ministro dell'interno, il Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale e il Ministro della giustizia;

E M A N A

il seguente decreto legislativo:

## Titolo I
## FINALITÀ E OBIETTIVI

### Art. 1.

*Finalità e campo di applicazione*
*(Attuazione dell'articolo 1 della direttiva 2014/94/UE)*

1. Al fine di ridurre la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti, il presente decreto stabilisce requisiti minimi per la costruzione di infrastrutture per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale liquefatto e compresso, idrogeno e gas di petrolio liquefatto, da attuarsi mediante il Quadro Strategico Nazionale di cui all'articolo 3, nonché le specifiche tecniche comuni per i punti di ricarica e di rifornimento, e requisiti concernenti le informazioni agli utenti.

### Art. 2.

*Definizioni*
*(Attuazione dell'articolo 2, paragrafo 1, della direttiva 2014/94/UE)*

1. Ai fini del presente decreto, si intende per:

*a)* combustibili alternativi: combustibili o fonti di energia che fungono, almeno in parte, da sostituti delle fonti fossili di petrolio nella fornitura di energia per il trasporto e che possono contribuire alla sua decarbonizzazione e migliorare le prestazioni ambientali del settore trasporti. I combustibili alternativi comprendono anche:

1) elettricità;

2) idrogeno;

3) biocarburanti, quali definiti all'articolo 2, comma 1, lettera *i)* del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28;

4) combustibili sintetici e paraffinici;

5) gas naturale, compreso il biometano, in forma gassosa, denominato gas naturale compresso, di seguito GNC, e liquefatta, denominato gas naturale liquefatto, di seguito GNL;

6) gas di petrolio liquefatto, di seguito denominato GPL;

*b)* veicolo elettrico: un veicolo a motore dotato di un gruppo propulsore contenente almeno una macchina elettrica non periferica come convertitore di energia con sistema di accumulo di energia ricaricabile, che può essere ricaricato esternamente;

*c)* punto di ricarica: un'interfaccia in grado di caricare un veicolo elettrico alla volta o sostituire la batteria di un veicolo elettrico alla volta;

*d)* punto di ricarica di potenza standard: un punto di ricarica, che consente il trasferimento di elettricità a un veicolo elettrico di potenza pari o inferiore a 22 kW, esclusi i dispositivi di potenza pari o inferiore a 3,7 kW, che sono installati in abitazioni private o il cui scopo principale non è ricaricare veicoli elettrici, e che non sono accessibili al pubblico. Il punto di ricarica di potenza standard è dettagliato nelle seguenti tipologie:

1) lenta = pari o inferiore a 7,4 kW;

2) accelerata = superiore a 7,4 kW e pari o inferiore a 22 kW;

*e)* punto di ricarica di potenza elevata: un punto di ricarica che consente il trasferimento di elettricità a un veicolo elettrico di potenza superiore a 22 kW. Il punto di ricarica di potenza elevata è dettagliato nelle seguenti tipologie:

1) veloce: superiore a 22 kW e pari o inferiore a 50 kW;

2) ultra-veloce: superiore a 50 kW;

*f)* fornitura di elettricità lungo le coste: la fornitura di alimentazione elettrica alle infrastrutture di ormeggio a servizio delle navi adibite alla navigazione marittima o delle navi adibite alla navigazione interna ormeggiate, effettuata attraverso un'interfaccia standardizzata con la rete elettrica o con generatore elettrico isolato alimentato a gas naturale liquefatto – GNL o idrogeno;

*g)* punto di ricarica o di rifornimento accessibile al pubblico: un punto di ricarica o di rifornimento per la fornitura di combustibile alternativo che garantisce un accesso non discriminatorio a tutti gli utenti. L'accesso non discriminatorio può comprendere condizioni diverse di autenticazione, uso e pagamento. A tal fine, si considera punto di ricarica aperto al pubblico:

1) un punto di ricarica la cui area di stazionamento è accessibile al pubblico, anche mediante autorizzazione e pagamento di un diritto di accesso;

2) un punto di ricarica collegato a un sistema di autovetture condivise e accessibile a terzi, anche a seguito del pagamento del servizio di ricarica;

*h)* punto di ricarica non accessibile al pubblico:

1) un punto di ricarica installato in un edificio residenziale privato o in una pertinenza di un edificio residenziale privato, riservato esclusivamente ai residenti;

2) un punto di ricarica destinato esclusivamente alla ricarica di veicoli in servizio all'interno di una stessa entità, installato all'interno di una recinzione dipendente da tale entità;

3) un punto di ricarica installato in un'officina di manutenzione o di riparazione, non accessibile al pubblico;

*i)* punto di rifornimento: un impianto di rifornimento per la fornitura di qualsiasi combustibile alternativo, ad eccezione del gas naturale liquefatto-GNL, mediante un'installazione fissa o mobile;

*l)* punto di rifornimento per il gas naturale liquefatto-GNL: un impianto di rifornimento per la fornitura di gas naturale liquefatto-GNL, consistente in un impianto fisso o mobile, un impianto offshore o un altro sistema.

## Titolo II
## QUADRO STRATEGICO NAZIONALE

### *Capo I*
### Disciplina generale

### Art. 3.

*Disciplina del Quadro Strategico Nazionale (Attuazione dell'articolo 3, paragrafi 1, 2, 3, 5 e 6 della direttiva 2014/94/UE)*

1. Il Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, per lo sviluppo del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti e la realizzazione della relativa infrastruttura prevede i seguenti elementi:

*a)* una valutazione dello stato attuale e degli sviluppi futuri del mercato dei combustibili alternativi nel settore dei trasporti, anche alla luce del loro possibile utilizzo simultaneo e combinato, e dello sviluppo dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, considerando eventualmente la continuità transfrontaliera;

*b)* gli obiettivi nazionali per la realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, nel rispetto dei requisiti minimi di cui all'articolo 4 per la fornitura di elettricità per il trasporto, dei requisiti di cui all'articolo 5 per la fornitura di idrogeno per il trasporto stradale, dei requisiti di cui all'articolo 6 per la fornitura di gas naturale per il trasporto e dei requisiti di cui all'articolo 7 per la fornitura di gas di petrolio liquefatto per il trasporto. Questi obiettivi nazionali possono essere riveduti sulla base di una valutazione della domanda nazionale, regionale o a livello di Unione europea, pur garantendo il rispetto dei requisiti minimi dell'infrastruttura sopra indicati, con le procedure di cui al successivo comma 3;

*c)* la valutazione della necessità di installare punti di rifornimento per il gas naturale liquefatto-GNL nei porti all'esterno della rete centrale della TEN-T;

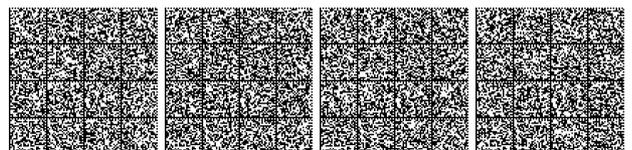
*d)* la valutazione della necessità di installare sistemi di fornitura di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo da parte degli aerei in stazionamento.

2. Con il presente decreto è adottato il Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, articolato nelle seguenti sezioni:

*a)* fornitura di elettricità per il trasporto;

*b)* fornitura di idrogeno per il trasporto stradale;

*c)* fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi;

*d)* fornitura di gas di petrolio liquefatto - GPL per il trasporto.

3. La sezione di cui al comma 2, lettera *a)* del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, si compone di due sottosezioni. La prima sottosezione è costituita dal Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica - PNire, previsto dall'articolo 17-*septies*, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134. La seconda sottosezione è costituita dalla valutazione della necessità di fornitura di elettricità alle infrastrutture di ormeggio nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna e valutazione della necessità di installare sistemi di fornitura di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo da parte degli aerei in stazionamento.

4. La sezione di cui al comma 2, lettera *c)* del Quadro Strategico Nazionale, di cui allegato III, si compone di due sottosezioni. La prima sottosezione riguarda lo sviluppo del GNL per la navigazione marittima e interna, nonché per il trasporto stradale e per altri usi. La seconda sottosezione riguarda lo sviluppo del GNC per il trasporto stradale.

5. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro dell'economia e delle finanze, previa intesa della Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, è aggiornato il Quadro Strategico Nazionale di cui all'allegato III, ovvero sue singole sezioni e sottosezioni, secondo quanto stabilito dalle disposizioni di cui agli articoli 4, 5, 6 e 7 del presente decreto, con cadenza triennale. Lo stesso è aggiornato con la medesima procedura anche in caso di significativi sviluppi tecnologici, di mutate condizioni di mercato anche con riferimento al contesto internazionale, o di sopravvenute esigenze di ordine economico, sociale e ambientale, tenendo anche conto delle singole componenti di fornitura. L'aggiornamento del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, tiene conto anche degli sviluppi tecnologici relativi alla fornitura di idrogeno per il trasporto.

6. È fatta salva la procedura prevista dall'articolo 17-*septies*, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 per l'approvazione dell'aggiornamento del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica - PNire - di cui alla sezione *a)*, prima sottosezione, del Quadro Strategico Nazionale. Restano fermi gli obiettivi e le priorità di cui al capo IV-*bis* del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, e, in particolare, l'articolo 17-*bis*, commi 3 e 4.

7. A sostegno della realizzazione degli obiettivi del Quadro Strategico Nazionale nelle sue varie articolazioni, sono adottate le seguenti misure:

*a)* per la semplificazione delle procedure amministrative, come previste nel Titolo IV;

*b)* per promuovere la diffusione dei combustibili alternativi, come previste nel Titolo V;

*c)* che possono promuovere la realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi nei servizi di trasporto pubblico. Con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo parere della Conferenza unificata, sono adottate le linee guida per la redazione dei piani urbani per la mobilità sostenibile - PUMS - tenendo conto dei principi previsti nel presente decreto.

8. Il Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, rispetta la vigente normativa dell'Unione europea in materia di protezione dell'ambiente e del clima. Le misure di sostegno all'infrastruttura per i combustibili alternativi, di cui al Titolo V, sono applicate nel rispetto delle norme sugli aiuti di Stato contenute nel Trattato sul funzionamento dell'Unione europea.

9. Il Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, tiene conto delle necessità dei differenti modi di trasporto esistenti, inclusi quelli per i quali sono disponibili alternative limitate ai combustibili fossili e, ove opportuno, degli interessi delle autorità regionali e locali, nonché di quelli delle parti interessate.

10. Per quanto riguarda il piano di sviluppo e le normative di sostegno per l'impiego dei biocarburanti, si fa riferimento alle disposizioni dell'articolo 1, comma 15, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, e alle disposizioni dell'articolo 30-*sexies*, comma 1, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, per l'aggiornamento delle condizioni, dei criteri e delle modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, compresi quelli avanzati, nonché ai provvedimenti attuativi dell'articolo 21, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, in materia di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale.

### Art. 4.

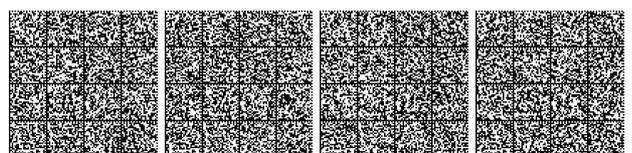
*Disposizioni specifiche per la fornitura di elettricità per il trasporto. Sezione* a) *del Quadro Strategico Nazionale*

*(Attuazione dell'articolo 4, paragrafi 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 e 12 della direttiva 2014/94/UE)*

1. Entro il 31 dicembre 2020, è realizzato un numero adeguato di punti di ricarica accessibili al pubblico per garantire l'interoperabilità tra punti già presenti e da installare, e, a seconda delle esigenze del mercato, che i veicoli elettrici circolino almeno negli agglomerati urbani e suburbani, in altre zone densamente popolate e nelle altre reti e secondo i seguenti ambiti individuati progressivamente:

*a)* città metropolitane - poli e cintura - e altre aree urbane che hanno registrato nell'ultimo triennio lo sforamento dei limiti delle concentrazioni inquinanti, come previsto dal decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155;

*b)* aree urbane non rientranti nella lettera *a)*;

*c)* strade extraurbane, statali e autostrade.

2. In conformità al comma 1, sono designati gli agglomerati urbani e suburbani, delle altre zone densamente popolate e delle reti, che, a seconda delle esigenze del mercato, sono dotati di punti di ricarica accessibili al pubblico.

3. Il numero dei punti di ricarica è fissato tenendo conto anche del numero stimato di veicoli elettrici che sono immatricolati entro la fine del 2020, che sono indicati successivamente nella sezione *a)* del Quadro Strategico Nazionale, delle migliori prassi e raccomandazioni a livello europeo, nonché delle esigenze particolari connesse all'installazione di punti di ricarica accessibili al pubblico nelle stazioni di trasporto pubblico.

4. La sezione *a)* del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III, può essere integrata con misure volte a incoraggiare e agevolare la realizzazione di punti di ricarica non accessibili al pubblico.

5. I punti di ricarica di potenza standard per i veicoli elettrici, escluse le unità senza fili o a induzione, introdotti o rinnovati a decorrere dal 18 novembre 2017, si conformano almeno alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 1.1, e ai requisiti specifici di sicurezza in vigore a livello nazionale. I punti di ricarica di potenza elevata per i veicoli elettrici, escluse le unità senza fili o a induzione, introdotti o rinnovati a decorrere dal 18 novembre 2017, si conformano almeno alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 1.2.

6. Fermo quanto disposto al comma 5 e fatto salvo l'obbligo di rispondere ai requisiti di sicurezza, per i punti di ricarica non accessibili al pubblico è facoltà di adottare standard diversi, ove siano di potenza superiore a quella standard.

7. Una valutazione della necessità di fornitura di elettricità alle infrastrutture di ormeggio nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna è inserita nella sezione *a)* del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III. Tale fornitura di elettricità lungo le coste è installata, entro il 31 dicembre 2025, come priorità nei porti della rete centrale della TEN-T, e negli altri porti, tranne i casi in cui non vi è alcuna domanda e i costi sono sproporzionati rispetto ai benefici, inclusi i benefici ambientali. Le installazioni per la fornitura di elettricità per il trasporto marittimo ubicate lungo le coste, introdotte o rinnovate a decorrere dal 18 novembre 2017, si conformano almeno alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 1.7.

8. La ricarica dei veicoli elettrici nei punti di ricarica accessibili al pubblico, ove tecnicamente possibile ed economicamente ragionevole, si avvale di sistemi di misurazione intelligenti, quali definiti all'articolo 2, comma 2, lettera *pp)* del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, e sono conformi ai requisiti di cui all'articolo 9, comma 3 del medesimo decreto legislativo, nonché sono in grado di fornire informazioni dettagliate necessarie anche in tempo reale per contribuire alla stabilità della rete elettrica, ricaricando le batterie in periodi di domanda generale di elettricità ridotta, e consentire una gestione sicura e flessibile dei dati. I misuratori intelligenti sono posizionati in ogni stazione di ricarica per ciascun operatore nel punto di connessione con la rete di distribuzione. Per i singoli punti di ricarica, è sufficiente che ciascuno di essi sia dotato di un contabilizzatore azzerabile con il quale l'operatore possa rendere visibili agli utilizzatori di veicoli elettrici le informazioni relative ad ogni singolo servizio di ricarica erogato.

9. Gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico sono considerati, ai fini dell'applicazione del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, consumatori finali dell'energia elettrica utilizzata per la ricarica degli accumulatori dei veicoli a trazione elettrica presso infrastrutture pubbliche, aperte al pubblico ovvero di pertinenza di enti o di aziende per i propri dipendenti. Gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico possono acquistare energia elettrica da qualsiasi fornitore dell'Unione europea, fermo restando quanto previsto dall'articolo 53, comma 3, del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504. Gli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico sono autorizzati a fornire ai clienti servizi di ricarica per veicoli elettrici su base contrattuale, anche a nome e per conto di altri fornitori di servizi.

10. Tutti i punti di ricarica accessibili al pubblico prevedono anche modalità di ricarica specifiche per gli utilizzatori di veicoli elettrici, senza la necessità di dover concludere contratti con i fornitori di energia elettrica o gli operatori interessati. Per i punti di ricarica accessibili al pubblico sono abilitate modalità di pagamento, che permettono a tutti gli utilizzatori di veicoli elettrici di usufruire del servizio di ricarica.

11. I prezzi praticati dagli operatori dei punti di ricarica accessibili al pubblico sono ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori. A tal fine, con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, sono definiti i criteri per la comparabilità dei prezzi.

12. Gli operatori dei sistemi di distribuzione cooperano su base non discriminatoria con qualsiasi persona che apre o gestisce punti di ricarica accessibili al pubblico.

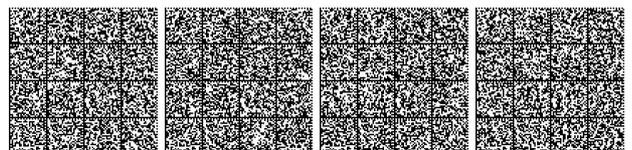
13. La fornitura di energia elettrica a un punto di ricarica deve poter essere oggetto di un contratto con fornitori diversi rispetto all'entità fornitrice dell'abitazione o della sede in cui sono ubicati i detti punti di ricarica.

Art. 5.

*Disposizioni specifiche per la fornitura di idrogeno per il trasporto stradale. Sezione* b) *del Quadro Strategico Nazionale*

*(Attuazione dell'articolo 5, paragrafi 1 e 2 della direttiva 2014/94/UE)*

1. Entro il 31 dicembre 2025, è realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per l'idrogeno accessibili al pubblico, da sviluppare gradualmente, tenendo conto della domanda attuale e del suo sviluppo a breve termine, per consentire la circolazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno, compresi i veicoli che utilizzano celle a combustibile, nelle reti da individuarsi nella sezione *b)* del Quadro Strategico Nazionale, inclusi eventuali collegamenti transfrontalieri.

2. I punti di rifornimento per l'idrogeno accessibili al pubblico per i veicoli a motore di cui al comma 1, introdotti o rinnovati a decorrere dal 18 novembre 2017 si conformano alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 2.

3. Con decreto del Ministro dell'interno, da adottarsi entro il 31 marzo 2017, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, sono dettate le disposizioni per l'aggiornamento della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione di cui al decreto del Ministro dell'interno 31 agosto 2006, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana del 13 settembre 2006, n. 213.

Art. 6.

*Disposizioni specifiche per la fornitura di gas naturale per il trasporto. Sezione* c) *del Quadro Strategico Nazionale*

*(Attuazione dell'articolo 6, paragrafi 1, 2, 3, 4, 6, 7, 8 e 9 della direttiva 2014/94/UE)*

1. Entro il 31 dicembre 2025, nei porti marittimi è realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Possono essere previste forme di cooperazione con gli Stati membri confinanti per assicurare l'adeguata copertura della rete centrale della TEN-T.

2. Entro il 31 dicembre 2030, nei porti della navigazione interna è realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire la navigazione di navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima alimentate a GNL nella rete centrale della TEN-T. Possono essere previste forme di cooperazione con gli Stati membri confinanti per assicurare l'adeguata copertura della rete centrale della TEN-T.

3. Nell'ambito della sezione *c)* del Quadro Strategico Nazionale sono indicati i porti marittimi e i porti della navigazione interna che garantiscono, con sviluppo graduale, l'accesso ai punti di rifornimento per il GNL di cui ai commi 1 e 2, tenendo conto anche delle reali necessità del mercato e avuto riguardo alla domanda attuale e al suo sviluppo a breve termine.

4. Entro il 31 dicembre 2025, è realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL, anche abbinati a punti di rifornimento di GNC, accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale della TEN-T per assicurare la circolazione in connessione con la rete dell'Unione europea dei veicoli pesanti alimentati a GNL, con sviluppo graduale avuto riguardo alla domanda attuale e al suo sviluppo a breve termine, tranne nel caso in cui i costi non siano sproporzionati rispetto ai benefici, inclusi i benefici per l'ambiente.

5. Al fine di rifornire i punti di rifornimento di cui ai commi 1, 2 e 4 di cui al presente articolo, nell'ambito della sezione *c)* del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III del presente decreto, è previsto un sistema di distribuzione adeguato per la fornitura di GNL nel territorio nazionale, comprese le strutture di carico per i veicoli cisterna di GNL, nonché per la dotazione di infrastrutture di rifornimento lungo la rete autostradale e negli interporti. Al fine di assicurare quanto disposto dal presente comma, possono essere previste forme di cooperazione in raggruppamento con gli Stati membri confinanti, che sono soggette agli obblighi di cui all'articolo 20 del presente decreto.

6. Ai sensi dell'articolo 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, è adottata la norma tecnica di prevenzione incendi relativa agli impianti fissi di distribuzione carburante per autotrazione, alimentati da serbatoi fissi di gas naturale liquefatto con decreto del Ministero dell'interno, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

7. Secondo le modalità di cui all'articolo 18, entro il 31 dicembre 2020, sono realizzati ulteriori punti di rifornimento per il GNC accessibili al pubblico, al fine garantire, secondo le esigenze del mercato, la circolazione dei veicoli alimentati a GNC su tutto il territorio nazionale, in particolare nelle aree dove le infrastrutture risultano carenti, negli agglomerati urbani e suburbani, in altre zone densamente popolate, nonché nelle reti e secondo i seguenti ambiti individuati progressivamente:

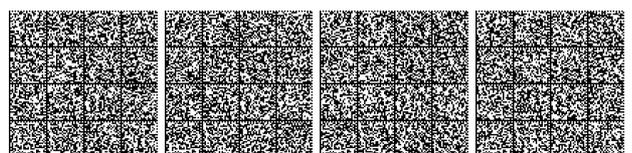
*a)* aree urbane e città metropolitane - poli e cintura - con priorità nelle aree urbane che ricadono nelle città metropolitane, in particolare nelle aree provinciali che hanno superato il limite delle concentrazioni di PM10 per almeno 2 anni su 6 negli anni dal 2009 al 2014;

*b)* città metropolitane, aree periferiche e altre aree urbane non rientranti nelle città metropolitane, strade extraurbane e statali;

*c)* autostrade.

8. In conformità al comma 7, sono designati gli agglomerati urbani e suburbani, delle altre zone densamente popolate e delle reti, che, a seconda delle esigenze del mercato, sono dotati di punti di rifornimento per il GNC.

9. Secondo le modalità di cui all'articolo 18, entro il 31 dicembre 2025, è prevista la creazione di un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNC accessibili al pubblico almeno lungo le tratte italiane della rete centrale esistente della TEN-T, al fine di assicurare la circolazione in connessione con la rete dell'Unione europea dei veicoli alimentati a GNC. I punti di rifornimento di cui al presente comma devono essere programmati tenendo conto dell'autonomia minima dei veicoli a motore alimentati a GNC e comunque a una distanza non superiore a 150 km. La qualità del gas naturale e biometano compresso per l'uso nei vicoli alimentati a GNC deve garantire l'interoperabilità delle infrastrutture sul territorio nazionale e nelle reti esistenti TEN-T.

10. I punti di rifornimento per il GNC per i veicoli a motore introdotti o rinnovati dal 18 novembre 2017 si conformano alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 3.4.

Art. 7.

*Disposizioni specifiche per la fornitura di gas di petrolio liquefatto per il trasporto. Sezione* d) *del Quadro Strategico Nazionale*

*(Riferimento al considerando 7 della direttiva 2014/94/UE)*

1. Al fine di promuovere la diffusione omogenea su tutto il territorio nazionale degli impianti di distribuzione di gas di petrolio liquefatto per il trasporto stradale, nella sezione *d)* del Quadro Strategico Nazionale sono individuati i criteri indicativi per favorire l'uniformità della penetrazione delle infrastrutture di distribuzione.

2. Al fine di promuovere la diffusione del gas di petrolio liquefatto per la propulsione delle unità da diporto, nella sezione *d)* del Quadro Strategico Nazionale sono individuati i requisiti minimi per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione.

## Titolo III
## INFORMAZIONI PER GLI UTENTI

### *Capo I*
### Modalità di comunicazione agli utenti

Art. 8.

*Informazioni per gli utenti (Attuazione dell'articolo 7, paragrafi 1, 2, 3, 5 e 7 della direttiva 2014/94/UE)*

1. Fatto salvo quanto previsto dal decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55, sono rese disponibili informazioni chiare, coerenti e pertinenti riguardo ai veicoli a motore che possono utilizzare regolarmente determinati combustibili immessi sul mercato o essere ricaricati tramite punti di ricarica, conformemente a quanto disposto dall'articolo 37 del decreto del Ministro dei trasporti 28 aprile 2008, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana 12 luglio 2008, n. 162. Tali informazioni sono rese disponibili nei manuali dei veicoli a motore, nei punti di rifornimento e ricarica, sui veicoli a motore e presso i concessionari di veicoli a motore ubicati sul territorio nazionale. La presente disposizione si applica a tutti i veicoli a motore, e ai loro manuali, immessi sul mercato dopo il 18 novembre 2016.

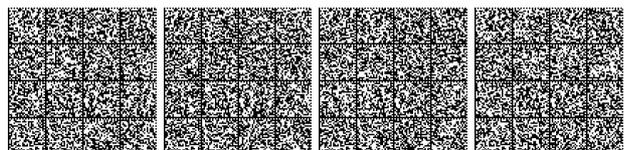
2. La comunicazione delle informazioni di cui al comma 1 si basa sulle disposizioni in materia di etichettatura di cui alle norme tecniche di unificazione. Nel caso in cui tali norme riguardano una rappresentazione grafica, incluso un sistema cromatico di codifica, la rappresentazione grafica è semplice e facile da comprendere, e collocata in maniera chiaramente visibile sui corrispondenti apparecchi di distribuzione e relative pistole di tutti i punti di rifornimento, a partire dalla data in cui i combustibili sono immessi sul mercato e i sui tappi dei serbatoi di carburante, o nelle immediate vicinanze, di tutti i veicoli a motore raccomandati e compatibili con tale combustibile, e nei manuali dei veicoli a motore, che sono immessi sul mercato dopo il 18 novembre 2016.

3. Nel caso in cui le disposizioni in materia di etichettatura delle rispettive norme degli organismi europei di normazione sono aggiornate o sono adottati atti delegati da parte della Commissione europea riguardo all'etichettatura o sono elaborate nuove norme dagli organismi europei di normazione per i combustibili alternativi, i corrispondenti requisiti in materia di etichettatura si applicano a tutti i punti di rifornimento e ricarica e a tutti i veicoli a motore immatricolati nel territorio nazionale decorsi ventiquattro mesi dal rispettivo aggiornamento o dalla rispettiva adozione.

4. Al fine di contribuire alla consapevolezza dei consumatori e alla trasparenza dei prezzi, a scopo divulgativo sul sito dell'Osservatorio prezzi carburanti del Ministero dello sviluppo economico sono fornite informazioni sui fattori di equivalenza dei combustibili alternativi e sono pubblicati in formato aperto i raffronti tra i prezzi unitari medi dei diversi carburanti.

5. Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono rese disponibili, sul sito dell'Osservatorio prezzi carburanti del Ministero dello sviluppo economico, la mappa nazionale dei punti di rifornimento accessibili al pubblico di combustibili alternativi GNC, GNL e GPL per il trasporto stradale e, sul sito istituzionale del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti la mappa nazionale dei punti di ricarica o di rifornimento accessibili al pubblico di combustibili alternativi elettricità e idrogeno per il trasporto stradale. Per la predisposizione di tale mappa, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, attraverso la Piattaforma unica nazionale, di seguito PUN, prevista nell'ambito del PNire, raccoglie le informazioni relative ai punti di ricarica o di rifornimento accessibili al pubblico, quali la localizzazione, la tecnologia della presa, la potenza massima erogabile, la tecnologia utilizzata per l'accesso alla ricarica, la disponibilità di accesso, l'identificativo infrastruttura, il proprietario dell'infrastruttura.

6. Entro quattro anni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, in linea con lo sviluppo dei carburanti alternativi per la navigazione, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, sono previste le modalità di comunicazione agli utenti dei prezzi e delle mappe nazionali dei punti di rifornimento accessibili al pubblico di combustibili alternativi GNC, GNL e GPL per la navigazione.

7. Per le autovetture, la Guida al risparmio di carburanti e alle emissioni di CO2, redatta ai sensi dell'articolo 4 della direttiva 1999/94/UE, del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 1999 contiene anche informazioni circa i benefici economici, energetici e ambientali dei combustibili alternativi rispetto ai tradizionali, mediante casi-tipo.

## Titolo IV
## MISURE PER LA SEMPLIFICAZIONE DELLE PROCEDURE AMMINISTRATIVE

(Attuazione dell'articolo 3, paragrafo I, terzo trattino della direttiva 2014/94/UE)

### *Capo I*
### Disposizioni per le infrastrutture di GNL

#### Art. 9.

*Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di interesse nazionale*

1. Al fine di perseguire gli obiettivi di cui alla sezione *c)* dell'allegato III del presente decreto, il contenimento dei costi nonché la sicurezza degli approvvigionamenti, in coerenza con gli obiettivi generali di politica energetica nazionale, le infrastrutture di stoccaggio di GNL, connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, o di parti isolate della stessa, sono considerate quali infrastrutture e insediamenti strategici ai sensi dell'articolo 1, comma 7, lettera *i)*, della legge 23 agosto 2004, n. 239. Tali infrastrutture e insediamenti sono di pubblica utilità, nonché indifferibili e urgenti, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327.

2. I gestori degli impianti e delle infrastrutture di cui al comma 1 sono soggetti agli obblighi di servizio pubblico di cui al decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, e al decreto legislativo del 1° giugno 2011, n. 93, definiti e regolamentati dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico. Gli stessi gestori possono svolgere anche le attività di cui all'articolo 10 del presente decreto, nel rispetto delle previsioni di cui al comma 3 del medesimo articolo.

3. Fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale e delle Province autonome di Trento e di Bolzano e le normative in materia ambientale, storico-artistica, archeologica e paesaggistica, fiscale e di sicurezza, le autorizzazioni per le infrastrutture e gli insediamenti strategici di cui al comma 1 del presente articolo, nonché per le opere e le attività necessarie al trasporto, allo stoccaggio, al trasferimento del GNL alla rete nazionale di trasporto, ai terminali e ai depositi costieri e alle infrastrutture portuali strumentali all'utilizzo del GNL, nonché per le opere accessorie, sono rilasciate dal Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, d'intesa con le regioni interessate.

4. Al termine del procedimento unico, svolto ai sensi degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, in cui sono acquisiti i pareri delle amministrazioni competenti in materia ambientale, fiscale e di sicurezza, nonché delle altre amministrazioni titolari degli interessi coinvolti dalla realizzazione dell'opera, compreso il nulla osta di fattibilità di cui all'articolo 17, comma 2, del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, e i provvedimenti, ove richiesti, di cui alla parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, è rilasciata l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio delle infrastrutture e degli insediamenti strategici di cui al comma 3.

5. Le concessioni demaniali rilasciate nell'ambito delle autorizzazioni per gli impianti e le infrastrutture ricadenti in aree costiere e delle opere necessarie per l'approvvigionamento degli stessi hanno durata almeno decennale.

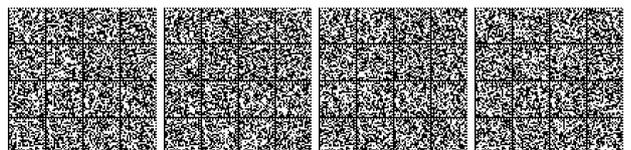
6. I soggetti titolari o gestori di beni demaniali e patrimoniali, di aree demaniali marittime e lacuali, di fiumi, di torrenti, di canali, di miniere e di foreste demaniali, di strade pubbliche, di aeroporti, di ferrovie, di funicolari, di teleferiche, e di impianti similari, di linee di telecomunicazione di pubblico servizio, di linee elettriche, che sono interessati dalla realizzazione delle infrastrutture di cui al comma 1, partecipano al procedimento di autorizzazione e in tale ambito sono tenuti ad indicare le modalità di attraversamento degli impianti ed aree interferenti. Nel caso in cui tali modalità non sono indicate entro i termini di conclusione del procedimento, il soggetto richiedente l'autorizzazione entro i successivi trenta giorni propone direttamente ai soggetti sopra indicati le modalità di attraversamento, che, trascorsi ulteriori trenta giorni senza osservazioni, si intendono comunque assentite definitivamente e sono indicate nel decreto di autorizzazione di cui al comma 4.

7. La costruzione e l'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto restano soggetti alla procedura autorizzativa di cui all'articolo 46 del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222.

8. Ai fini dell'avvio dei procedimenti autorizzativi per la costruzione delle infrastrutture di cui ai commi precedenti, il promotore del progetto deve aver avviato presso gli enti competenti l'attività di consultazione pubblica prevista dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e al decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105. La valutazione della strategicità delle infrastrutture è preceduta da una analisi costi/benefici, sentita l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, per gli aspetti regolatori, al fine di valutare la complessiva sostenibilità economica, ambientale e sociale di tali interventi.

#### Art. 10.

*Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL non destinate all'alimentazione di reti di trasporto di gas naturale*

1. Le opere per la realizzazione di infrastrutture di stoccaggio di GNL di capacità uguale o superiore alle 200 tonnellate, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, sono strategiche ai fini degli obiettivi di cui alla sezione *c)* dell'allegato III e sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dal Ministero dello sviluppo economico, di concerto con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, e d'intesa con le regioni interessate, nel rispetto dei principi di semplificazione di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241 e secondo le modalità di cui all'articolo 9, commi 4, 6 e 8 e all'articolo 23 del presente decreto.

2. I titolari delle autorizzazioni relative a terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto di cui all'articolo 46 del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, possono chiedere l'autorizzazione a realizzare le modifiche impiantistiche finalizzate al carico, allo stoccaggio e al successivo scarico su navi o autobotti di parte di GNL non destinato alla rete nazionale di trasporto di gas naturale, nelle modalità di cui al comma 1.

3. L'attività di cui al comma 2 non rientra tra le attività regolate ed è svolta in regime di separazione contabile, fermo restando quanto stabilito all'articolo 21 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e dall'articolo 25 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico determina le regole di separazione contabile, anche rispetto a dette attività, non regolate, al fine di evitare oneri al sistema regolato.

4. Le opere per la realizzazione di impianti di stoccaggio di GNL di capacità inferiori alle 200 tonnellate e superiori o uguali a 50 tonnellate, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, cui non si applicano le disposizioni dell'articolo 9 del presente decreto, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o dall'ente delegato dalla regione, nel rispetto dei principi di semplificazione di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241.

5. Per gli impianti e le infrastrutture di cui al comma 4 sono fatte salve le vigenti disposizioni di cui al decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151, e al decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105.

6. Al termine del procedimento unico, ai sensi degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, in cui sono acquisiti i pareri delle amministrazioni competenti in materia ambientale, fiscale e di sicurezza nonché delle altre amministrazioni titolari degli interessi coinvolti dalla realizzazione dell'opera, è rilasciata l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di cui al comma 4.

7. Le concessioni demaniali rilasciate nell'ambito delle autorizzazioni per gli impianti e le infrastrutture ricadenti in aree costiere e delle opere necessarie per l'approvvigionamento degli stessi hanno durata almeno decennale.

Art. 11.

*Disposizioni per le infrastrutture di stoccaggio e trasporto del GNL di piccole dimensioni*

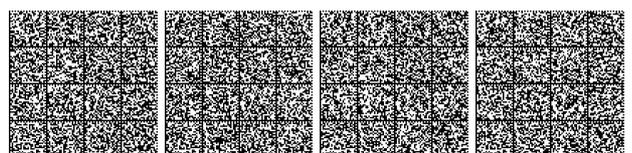
1. Le opere per la realizzazione di impianti di liquefazione di gas naturale e impianti di stoccaggio di GNL, purché di capacità inferiori a 50 tonnellate, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, sono eseguite a conclusione di una procedura amministrativa semplificata, nel rispetto delle normative vigenti in materia ambientale, sanitaria, fiscale e di sicurezza.

2. Fatte salve specifiche disposizioni regionali, il soggetto interessato presenta al comune, mediante mezzo cartaceo o in via telematica, almeno trenta giorni prima dell'effettivo inizio dei lavori, una dichiarazione accompagnata da una dettagliata relazione a firma di un progettista abilitato e dagli opportuni elaborati progettuali, che attesta il rispetto delle norme in materia ambientale, sanitaria e di sicurezza. Alla predetta dichiarazione è allegato il parere dell'Ufficio delle dogane competente per territorio relativo all'idoneità del progetto al rispetto delle normative vigenti in materia di accisa, rilasciato entro trenta giorni dalla richiesta.

3. Le regioni e le province autonome, nel rispetto delle normative vigenti in materia ambientale, sanitaria, fiscale e di sicurezza, possono aumentare la soglia di 50 tonnellate per l'applicazione della procedura di cui al comma 1, definendo i casi in cui, non essendo previste autorizzazioni ambientali o paesaggistiche di competenza di amministrazioni diverse da quella di cui al comma 2, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto e delle opere connesse sono assoggettate a procedura amministrativa semplificata.

4. L'amministrazione comunale, ove è riscontrata, entro il termine indicato al comma 2, l'assenza di una o più delle condizioni stabilite al medesimo comma, notifica all'interessato l'ordine motivato di non effettuare il previsto intervento. È fatta salva la facoltà da parte del soggetto interessato di ripresentare la dichiarazione di cui al comma 2, con le modifiche o le integrazioni necessarie per rendere il progetto conforme alla normativa in materia ambientale, sanitaria, fiscale e di sicurezza. Nel caso in cui l'amministrazione comunale non procede ai sensi del periodo precedente, decorso il termine di trenta giorni dalla data di ricezione della dichiarazione, l'attività di costruzione è assentita.

5. Nel caso in cui sono necessari atti di assenso, che rientrano nella competenza comunale e non sono allegati alla dichiarazione, il comune provvede a rilasciarli tempestivamente e, in ogni caso, entro il termine per la conclusione del relativo procedimento fissato ai sensi dell'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241. Nel caso in cui l'attività di costruzione e di esercizio degli impianti di cui al comma 1 è sottoposta ad atti di assenso di competenza di amministrazioni diverse da quella di cui al comma 2, e tali atti non sono allegati alla dichiarazione, il comune provvede ai sensi degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241.

6. Ultimato l'intervento, il progettista o un tecnico abilitato rilascia un certificato di collaudo finale, trasmesso a cura del soggetto interessato all'amministrazione comunale e all'ufficio delle dogane territorialmente competente, che attesta la conformità dell'opera al progetto presentato con la dichiarazione, nonché rilascia la dichiarazione dell'avvenuta presentazione della variazione catastale, conseguente all'opera realizzata, ovvero rilascia una dichiarazione che l'opera non ha comportato modificazioni del classamento catastale.

7. Per gli impianti di distribuzione di GNL per autotrazione, si applicano le procedure autorizzative previste per gli impianti di distribuzione di gas naturale compresso, nel rispetto delle normative nazionali e regionali vigenti in materia fiscale e di sicurezza.

Art. 12.

*Disposizioni per i serbatoi criogenici di stoccaggio di GNL*

1. I serbatoi criogenici di stoccaggio di GNL installati presso i punti di rifornimento per il GNL o per il GNC sono dichiarati all'Agenzia delle dogane e dei monopoli che provvede ad identificarli univocamente attraverso un sistema di codifica da stabilire con determinazione della medesima Agenzia delle dogane e dei monopoli.

Art. 13.

*Ulteriori disposizioni per i procedimenti amministrativi relativi al GNL*

1. Nel caso in cui gli impianti e le infrastrutture di cui agli articoli 9 e 10 del presente decreto sono ubicati in area portuale o in area terrestre ad essa contigua e la loro realizzazione comporta modifiche sostanziali del piano regolatore di sistema portuale, l'autorizzazione unica di cui agli articoli 9 e 10, previa acquisizione del parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, ai sensi dell'articolo 5, comma 3, della legge 28 gennaio 1994, n. 84, sui profili di compatibilità del progetto con la pianificazione portuale, costituisce anche approvazione di variante al piano regolatore di sistema portuale. Il Consiglio superiore dei lavori pubblici si esprime entro quarantacinque giorni dal ricevimento della richiesta di parere. Decorso inutilmente tale termine, si applica l'articolo 14-*bis*, comma 4, della legge 7 agosto 1990, n. 241.

2. Le disposizioni di cui agli articoli 9, 10 e 11 del presente decreto si applicano, su richiesta del proponente, anche ai procedimenti amministrativi in corso alla data di entrata in vigore del presente decreto, previo adeguamento, ove necessario, alle disposizioni dello stesso.

3. All'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, dopo le parole: «prodotti petroliferi», sono inserite le seguenti: «e di gas naturale liquefatto».

4. I soggetti che effettuano attività di vendita di gas naturale, anche sotto forma di GNL o GNC, a clienti finali, in assenza di autorizzazione e di iscrizione nell'elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale a clienti finali, ai sensi all'articolo 30, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e i soggetti che effettuano l'attività di importazione pluriennale di gas naturale, in assenza di autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico o di comunicazione al medesimo Ministero ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, sono soggetti alle sanzioni di cui all'articolo 45 del medesimo decreto legislativo, nei limiti di cui all'articolo 32 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

5. Le disposizioni di cui al presente decreto, fermo restando il rispetto delle norme in materia ambientale, paesaggistica, di salute pubblica, di sicurezza, e di pubblica incolumità, si applicano ai progetti di riconversione delle infrastrutture e siti energetici esistenti alle attività di stoccaggio e successivo scarico su navi e autobotti di GNL.

6. All'allegato II, Parte II, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, al punto 8), dopo le parole: «gas di petrolio liquefatto», sono aggiunte le seguenti: «e di gas naturale liquefatto». Sono fatte salve le autorizzazioni già rilasciate o in fase di istruttoria alla data di entrata in vigore del presente decreto.

7. All'allegato III, Parte II, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, dopo la lettera *h)*, è inserita la seguente: «h-*bis*) Stoccaggio di gas naturale liquefatto, con capacità complessiva superiore a 20000 metri cubi». Sono fatte salve le autorizzazioni già rilasciate o in fase di istruttoria alla data di entrata in vigore del presente decreto.

Art. 14.

*Reti isolate di GNL*

1. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico oltre a provvedere, in linea con quanto già previsto dalla regolazione per le reti isolate, ad aggiornare le condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale, determina i parametri e i criteri di calcolo per la remunerazione del servizio di distribuzione, di misura e, limitatamente per i clienti vulnerabili, di vendita di gas naturale anche derivante da GNL attraverso le stesse reti.

*Capo II*

Disposizioni per le infrastrutture di ricarica

Art. 15.

*Misure per agevolare la realizzazione di punti di ricarica*

1. All'articolo 4 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, come modificato dall'articolo 17-*quinquies* del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, il comma 1-*ter* è sostituito dal seguente:

«1-*ter*. Entro il 31 dicembre 2017, i comuni adeguano il regolamento di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza dalla medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, nonché per gli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, la predisposizione all'allaccio per la possibile installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee

a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto, siano essi pertinenziali o no, in conformità alle disposizioni edilizie di dettaglio fissate nel regolamento stesso e, relativamente ai soli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative, per un numero di spazi a parcheggio e box auto non inferiore al 20 per cento di quelli totali».

2. All'articolo 17-*quinquies*, comma 2, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, le parole: «secondo comma del codice civile» sono sostituite dalle parole: «primo, secondo e terzo comma del codice civile».

3. All'articolo 17-*terdecies* del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, è aggiunto il seguente comma: «2. sino all'adozione dei decreti di cui al comma 1, si applicano i medesimi sistemi, componenti identità tecniche, nonché le idonee procedure per la loro installazione quali elementi di sostituzione o di integrazione di parti dei veicoli, su tipi di autovetture e motocicli nuovi in circolazione».

4. All'articolo 23 del decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5, convertito dalla legge 4 aprile 2012, n. 35, è aggiunto il seguente comma: «2-*ter*. Con decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, da emanarsi entro trenta giorni, sono individuate le dichiarazioni, attestazioni, asseverazioni, nonché gli elaborati tecnici da presentare a corredo della segnalazione certificata di inizio attività di cui al comma 2-*bis*».

### *Capo III*

### Disposizioni autorizzative per le infrastrutture di idrogeno

#### Art. 16.

*Procedure per gli impianti di distribuzione di idrogeno per il trasporto*

1. Per gli impianti di distribuzione di idrogeno per il trasporto si applicano le procedure autorizzative previste, ai sensi del decreto legislativo 11 febbraio 1998, n. 32, per gli impianti di distribuzione carburanti, nel rispetto delle normative nazionali e regionali vigenti in materia di sicurezza.

## Titolo V

## MISURE PER PROMUOVERE LA DIFFUSIONE DEI COMBUSTIBILI ALTERNATIVI

(Attuazione dell'articolo 3, paragrafo 1, terzo trattino della direttiva 2014/94/UE)

### *Capo I*

### Misure per le infrastrutture di ricarica

#### Art. 17.

*Misure per promuovere la realizzazione di punti di ricarica accessibili al pubblico*

1. All'articolo 158, comma 1, del decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285 recante nuovo codice della strada, dopo la lettera *h)*, è inserita la seguente: «h-*bis*) negli spazi riservati alla fermata e alla sosta dei veicoli elettrici in ricarica».

2. Entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Governo, per il tramite del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, promuove la stipulazione di un'intesa ai sensi dell'articolo 8, comma 6, della legge 5 giugno 2003, n. 131, per assicurare la realizzazione di posizioni unitarie in termini di regolazione della sosta, accesso ad aree interne delle città, misure di incentivazione e l'armonizzazione degli interventi e degli obiettivi comuni nel territorio nazionale in materia di reti infrastrutturali di ricarica e di rifornimento a servizio dei veicoli alimentati ad energia elettrica e ad altri combustibili alternativi.

### *Capo II*

### Misure per il gas naturale e l'elettricità per il trasporto

#### Art. 18.

*Misure per la diffusione dell'utilizzo del GNC, del GNL e dell'elettricità nel trasporto stradale*

1. Fermo restando quanto previsto dagli articoli 4, comma 1, e 6, comma 8, le regioni, nel caso di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione carburanti e di ristrutturazione totale degli impianti di distribuzione carburanti esistenti, prevedono l'obbligo di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica di potenza elevata almeno veloce di cui all'articolo 2, comma 1, lettera *e)*, numero 1, nonché di rifornimento di GNC o GNL anche in esclusiva modalità self service. Non sono soggetti a tale obbligo gli impianti di distribuzione carburanti localizzati nelle aree svantaggiate già individuate dalle disposizioni regionali di settore, oppure da individuare entro tre mesi dall'entrata in vigore del presente decreto. Ove ricorrono contemporaneamente le impossibilità tecniche di cui al comma 6, lettere *a)*, *b)* e *c)*, le regioni con densità superficiale di numero di impianti di distribuzione di GPL al di sotto della media nazionale, indicata in prima applicazione nella tabella III della sezione D dell'allegato III, prevedono l'obbligo di impianti di distribuzione del GPL.

2. Al fine di sviluppare la modalità self service per gli impianti di distribuzione del GNC, entro dodici mesi dall'entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministero dell'interno, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico, è aggiornata la normativa tecnica di cui al decreto del Ministro dell'interno del 24 maggio 2002, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana 6 giugno 2002, n. 131, e successive modificazioni, in materia di sicurezza, tenendo conto degli standard di sicurezza utilizzati in ambito europeo.

3. Per tutti gli impianti di distribuzione di carburanti stradali già esistenti al 31 dicembre 2015, che hanno erogato nel corso del 2015 un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 10 milioni di litri e che si trovano nel territorio di una delle province i cui capoluoghi hanno superato il limite delle concentrazioni di $PM_{10}$ per almeno 2 anni su 6 negli anni dal 2009 al 2014 di cui all'allegato IV, le regioni prevedono l'obbligo di presentare entro il 31 dicembre 2018 un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi ventiquattro mesi dalla data di presentazione del progetto.

4. Per tutti gli impianti di distribuzione carburanti stradali esistenti al 31 dicembre 2017, che erogano nel corso del 2017 un quantitativo di benzina e gasolio superiore a 5 milioni di litri e che si trovano nel territorio di una delle province i cui capoluoghi hanno superato il limite delle concentrazioni di $PM_{10}$ per almeno 2 anni su 6 negli anni dal 2009 al 2014 di cui all'allegato IV, le regioni prevedono l'obbligo di presentare entro il 31 dicembre 2020 un progetto, al fine di dotarsi di infrastrutture di ricarica elettrica nonché di distribuzione di GNC o GNL, da realizzare nei successivi ventiquattro mesi dalla data di presentazione del progetto.

5. In ambito autostradale gli obblighi di cui ai commi 3 e 4 del presente articolo e al comma 1, lettera *c)*, dell'articolo 4, sono assolti dai concessionari autostradali, i quali entro il 31 dicembre 2018 presentano al concedente un piano di diffusione dei servizi di ricarica elettrica, di GNC e GNL garantendo un numero adeguato di punti di ricarica e di rifornimento lungo la rete autostradale e la tutela del principio di neutralità tecnologica degli impianti. I suddetti concessionari sono impegnati, in caso di affidamento a terzi del servizio di ricarica, al rispetto delle procedure competitive di cui all'articolo11, comma 5-*ter*, della legge 23 dicembre 1992, n. 498.

6. Gli obblighi di cui ai commi 1, 3 e 4 sono compatibili con altre forme di incentivazione e si applicano, fatta salva la sussistenza di una delle seguenti impossibilità tecniche fatte valere dai titolari degli impianti di distribuzione e verificate e certificate dall'ente che rilascia la autorizzazione all'esercizio dell'impianto di distribuzione dei carburanti:

*a)* accessi e spazi insufficienti per motivi di sicurezza ai sensi della normativa antincendio, esclusivamente per gli impianti già autorizzati alla data di entrata in vigore del presente decreto;

*b)* per il GNC lunghezza delle tubazioni per l'allacciamento superiore a 1000 metri tra la rete del gas naturale e il punto di stoccaggio del GNC e pressione della rete del gas naturale inferiore a 3 bar;

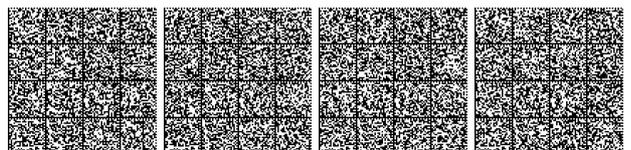
*c)* distanza dal più vicino deposito di approvvigionamento del GNL via terra superiore a 1000 chilometri.

7. Al fine di promuovere l'uso di carburanti a basso impatto ambientale nel settore dei trasporti, è consentita l'apertura di nuovi impianti di distribuzione mono prodotto, ad uso pubblico, che erogano gas naturale, compreso il biometano, sia in forma compressa - GNC, sia in forma liquida - GNL, nonché di nuovi punti di ricarica di potenza elevata almeno veloce di cui all'articolo 2, comma 1, lettera *e)*, numero 1.

8. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, adotta misure finalizzate all'eliminazione delle penali di supero di capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione direttamente connessi agli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione, per prelievi superiori fino al 50 per cento della capacità del punto di riconsegna, per un periodo complessivo, anche non continuativo, non superiore a novanta giorni all'anno.

9. Al fine di incentivare la realizzazione di impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione, anche in aree autostradali, le condotte di allacciamento che li collegano alle esistenti reti del gas naturale sono dichiarate di pubblica utilità e rivestono carattere di indifferibilità e di urgenza, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327.

10. Le pubbliche amministrazioni, gli enti e le istituzioni da esse dipendenti o controllate, le regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità per le attività svolte nelle province ad alto inquinamento di particolato $PM_{10}$ di cui all'allegato IV, al momento della sostituzione del rispettivo parco autovetture, autobus e mezzi di servizio di pubblica utilità, ivi compresi quelli per la raccolta dei rifiuti urbani, sono obbligati all'acquisto di almeno il 25 per cento di veicoli a GNC, GNL e veicoli elettrici e veicoli a funzionamento ibrido bimodale e a funzionamento ibrido multimodale entrambi con ricarica esterna, nonché ibridi nel caso degli autobus. Nel caso di rinnovo dei parchi utilizzati per il trasporto pubblico locale tale vincolo è riferito solo ai servizi urbani. La percentuale è calcolata sugli acquisti programmati su base triennale a partire dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Le gare pubbliche che non ottemperano a tale previsione sono nulle. Sono fatte salve le gare già bandite alla data di entrata in vigore del presente decreto, nonché, nelle more della realizzazione delle relative infrastrutture di supporto, le gare bandite entro e non oltre il 30 giugno 2018, effettuate anche con modalità sperimentali centralizzate. In sede di aggiornamento del quadro strategico, di cui all'allegato III, la percentuale del 25 per cento potrà essere aumentata e potrà comprendere anche l'acquisto di veicoli a idrogeno.

11. Per le finalità di cui ai commi 3 e 4, l'Agenzia delle dogane e dei monopoli comunica i dati in proprio possesso relativi agli impianti di distribuzione carburanti di ciascuna regione, comprensivi degli erogati per tipologia di carburante, relativamente agli anni 2015 e 2017, entro il 31 dicembre dell'anno successivo a ciascuno dei predetti anni, al Ministero dello sviluppo economico, che li trasmette alle regioni in relazione agli impianti di rispettiva competenza.

12. Fermi restando i termini di cui al presente articolo, per ottemperare agli obblighi di cui ai commi 3 e 4, le regioni possono prevedere che l'obbligo sia comunque assolto dal titolare dell'impianto di distribuzione carburanti, dotando del prodotto GNC o GNL e di ricarica elettrica di potenza elevata almeno veloce di cui all'articolo 2, comma 1, lettera *e)*, numero 1 un altro impianto nuovo o già nella sua titolarità, ma non soggetto ad obbligo, purché sito nell'ambito territoriale della stessa provincia e in coerenza con le disposizioni della programmazione regionale.

## *Capo III*

### Misure per la diffusione dei veicoli alimentati a combustibili alternativi

### Art. 19.

*Circolazione dei veicoli nelle aree urbane*

1. Gli enti territoriali, con propri provvedimenti, consentono nelle aree a traffico limitato la circolazione dei veicoli alimentati a combustibili alternativi elettricità, idrogeno, gas naturale liquefatto-GNL, gas naturale compresso - GNC e gas di petrolio liquefatto - GPL, oppure una loro combinazione e dei veicoli a funzionamento ibrido bimodale e a funzionamento ibrido multimodale e, subordinatamente a opportune condizioni inerenti la protezione ambientale, escludono i predetti veicoli dai blocchi anche temporanei della circolazione.

2. Entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Governo, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, promuove la stipulazione di un'intesa in sede di conferenza Stato-città ed autonomie locali per assicurare una regolamentazione omogenea all'accesso alle aree a traffico limitato di veicoli alimentati a combustibili alternativi di cui al presente decreto e per la loro esclusione, subordinatamente al rispetto dei vincoli di protezione ambientale, dai blocchi anche temporanei alla circolazione stradale.

## Titolo VI
## ATTIVITÀ DI MONITORAGGIO E INFORMAZIONE

### Art. 20.

*Relazione alla Commissione europea (Attuazione dell'articolo 10, paragrafo 1 della direttiva 2014/94/UE)*

1. Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dello sviluppo economico e con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, entro il 18 novembre 2019 e, successivamente con cadenza triennale, trasmette alla Commissione europea una relazione sull'attuazione del Quadro Strategico Nazionale. Tale relazione comprende le informazioni elencate nell'allegato II e, se del caso, include una giustificazione pertinente sul livello di conseguimento degli obiettivi nazionali di cui all'articolo 3 del presente decreto.

## Titolo VII
## DISPOSIZIONI FINALI

### Art. 21.

*Abrogazioni*

1. L'articolo 17-*septies*, comma 2, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, è abrogato.

### Art. 22.

*Coordinamento con normativa fiscale*

1. Le disposizioni tributarie vigenti in materia di accisa sono fatte salve.

### Art. 23.

*Disposizioni tariffarie*

1. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le spese per le attività di cui all'articolo 9 svolte dalla Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche del Ministero dello sviluppo economico, nonché le spese per le relative istruttorie tecniche e amministrative e per le conseguenti necessità logistiche e operative, anche finalizzate alle attività di dismissione, sono poste a carico del soggetto richiedente tramite il versamento del contributo di cui all'articolo 1, comma 110, della legge 23 agosto 2004, n. 239.

2. Fermo restando quanto stabilito dal comma 1, a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le spese svolte dalla Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche del Ministero dello sviluppo economico per le attività di cui all'articolo 9 relative alla realizzazione e alla verifica di impianti e di infrastrutture energetiche il cui valore è di entità inferiore a 5 milioni di euro, nonché le spese per le relative istruttorie tecniche e amministrative e per le conseguenti necessità logistiche e operative, anche finalizzate alle attività di dismissione, sono poste a carico dei soggetti richiedenti, secondo tariffe determinate sulla base del costo effettivo del servizio reso.

3. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, da emanarsi entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, si provvede, ai sensi dell'articolo 30, comma 4, della legge 24 dicembre 2012, n. 234, alla determinazione delle tariffe spettanti al Ministero dello sviluppo economico per le attività di cui al comma 2.

4. Le entrate derivanti dalla riscossione delle tariffe di cui al comma 3 affluiscono all'entrata del bilancio dello Stato per essere riassegnate, con decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, ad appositi capitoli dello stato di previsione del Ministero dello sviluppo economico ai fini della copertura delle spese sostenute per le attività di cui al comma 2.

5. A decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto, le spese per le attività svolte dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti e dagli Uffici marittimi di cui al codice della navigazione quali autorizzazioni, permessi o concessioni, volte alla realizzazione e alla verifica di impianti e di infrastrutture energetiche, per le relative istruttorie tecniche e amministrative e per le conseguenti necessità logistiche e operative, comprese quelle relative al rilascio di concessioni demaniali marittime o per altre attività previste dal codice della navigazione e dal relativo regolamento di esecuzione,

sono poste a carico dei soggetti richiedenti, ai sensi dell'articolo 11 del regolamento al codice della navigazione e altre disposizioni in materia secondo tariffe determinate sulla base del costo effettivo del servizio reso.

6. Con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, da emanarsi entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, si provvede, ai sensi dell'articolo 30, comma 4, della legge 24 dicembre 2012, n. 234, alla determinazione delle tariffe spettanti al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti per le attività di cui al comma 5.

7. Le entrate derivanti dalla riscossione delle tariffe di cui al comma 5 affluiscono all'entrata del bilancio dello Stato per essere riassegnate, con decreto del Ministero dell'economia e delle finanze, ad appositi capitoli dello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti ai fini della copertura delle spese sostenute per le attività di cui al comma 5.

Art. 24.

*Copertura finanziaria ed entrata in vigore*

1. Dall'attuazione del presente decreto non devono derivare nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica. Le Amministrazioni interessate provvedono agli adempimenti previsti dal presente decreto con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente.

2. Il presente decreto entra in vigore il giorno successivo a quello della sua pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana.

Il presente decreto, munito del sigillo dello Stato, sarà inserito nella Raccolta ufficiale degli atti normativi della Repubblica italiana. È fatto obbligo a chiunque spetti di osservarlo e di farlo osservare.

Dato a Roma, addì 16 dicembre 2016

MATTARELLA

GENTILONI SILVERI, *Presidente del Consiglio dei ministri*

DELRIO, *Ministro delle infrastrutture e dei trasporti*

CALENDA, *Ministro dello sviluppo economico*

GALLETTI, *Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare*

PADOAN, *Ministro dell'economia e delle finanze*

MINNITI, *Ministro dell'interno*

ALFANO, *Ministro degli affari esteri e della cooperazione internazionale*

ORLANDO, *Ministro della giustizia*

Visto, *il Guardasigilli:* ORLANDO

ALLEGATO *I*

*(allegato II della direttiva 2014/94/UE)*
*previsto dagli articoli 4, 5 e 6*

SPECIFICHE TECNICHE

*1. Specifiche tecniche per i punti di ricarica*

1.1. Punti di ricarica di potenza standard per veicoli a motore

I punti di ricarica di potenza standard a corrente alternata (AC) per veicoli elettrici sono muniti, a fini di interoperabilità, almeno di prese fisse o connettori per veicoli del tipo 2, quali descritti nella norma EN62196-2. Mantenendo la compatibilità del tipo 2, tali prese fisse possono essere munite di dispositivi quali otturatori meccanici.

1.2. Punti di ricarica di potenza elevata per veicoli a motore

I punti di ricarica di potenza elevata a corrente alternata (AC) per veicoli elettrici sono muniti, a fini di interoperabilità, almeno di connettori del tipo 2, quali descritti nella norma EN62196-2. I punti di ricarica di potenza elevata a corrente continua (DC) per veicoli elettrici sono muniti, a fini di interoperabilità, almeno di connettori del sistema di ricarica combinato «Combo 2», quali descritti nella norma EN62196-3.

1.3. Punti di ricarica senza fili per veicoli a motore

1.4. Sostituzione di batterie per veicoli a motore

1.5. Punti di ricarica per veicoli a motore della categoria L

1.6. Punti di ricarica per autobus elettrici

1.7. Fornitura di elettricità lungo le coste destinata a navi adibite alla navigazione marittima

Fornitura di elettricità lungo le coste destinata a navi adibite alla navigazione marittima, nonché la progettazione, il montaggio e le prove dei sistemi, sono conformi alle specifiche tecniche della norma IEC/ISO/IEEE 80005-1.

1.8. Fornitura di elettricità lungo le coste destinata a navi adibite alla navigazione interna.

*2. Specifiche tecniche dei punti di rifornimento di idrogeno per veicoli a motore*

2.1. I punti di rifornimento di idrogeno in zone aperte che forniscono idrogeno allo stato gassoso usato come carburante nei veicoli a motore sono conformi alle specifiche tecniche della norma ISO/TS 20100 relativa all'idrogeno allo stato gassoso utilizzato come combustibile, e successive modifiche.

2.2. La purezza dell'idrogeno fornito nei punti di rifornimento è conforme alle specifiche tecniche della norma ISO 14687-2.

2.3. I punti di rifornimento di idrogeno utilizzano algoritmi per i carburanti e apparecchiature conformi alla norma ISO/TS 20100 relativa all'idrogeno allo stato gassoso utilizzato come combustibile.

2.4. I connettori per veicoli a motore per l'alimentazione con idrogeno allo stato gassoso sono conformi alla norma ISO 17268 relativa ai connettori per il rifornimento dei veicoli a motore alimentati con idrogeno allo stato gassoso.

3. Specifiche tecniche per i punti di rifornimento di gas naturale

3.1. Specifiche tecniche per i punti di rifornimento di GNL per navi adibite alla navigazione interna o navi adibite alla navigazione marittima

3.2. Specifiche tecniche per i punti di rifornimento di GNL per veicoli a motore

3.3. Specifiche tecniche per i connettori/serbatoi per GNC

I connettori/serbatoi per GNC devono essere conformi al regolamento n. 110 dell'UNECE (che fa riferimento alle parti I e II della norma ISO 14469).

3.4. Specifiche tecniche per i punti di rifornimento di GNC per veicoli a motore adottate con atti delegati.

---

ALLEGATO *II*

*(allegato I della direttiva 2014/94/UE)*
*previsto dall'art. 20*

## RELAZIONE

La relazione contiene la descrizione delle misure adottate nell'ambito del Quadro Strategico Nazionale a sostegno della creazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi. La relazione include almeno gli elementi seguenti:

*1. Misure giuridiche*

Le informazioni sulle misure giuridiche, che possono consistere in misure legislative, regolamentari o amministrative a sostegno della realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi, quali licenze edilizie, licenze per la costruzione di parcheggi, certificazione ambientale delle imprese e concessioni per le stazioni di rifornimento.

*2. Misure strategiche a supporto dell'attuazione del piano strategico nazionale*

Le informazioni su tali misure includono i seguenti elementi:

— incentivi diretti per l'acquisto di mezzi di trasporto alimentati con combustibili alternativi, o per la costruzione dell'infrastruttura,

— disponibilità di incentivi fiscali per promuovere i mezzi di trasporto alimentati con combustibili alternativi e l'infrastruttura pertinente,

— uso di appalti pubblici a sostegno dei combustibili alternativi, compresi gli appalti congiunti,

— incentivi non finanziari sul versante della domanda: ad esempio, accesso preferenziale ad aree a circolazione limitata, politica dei parcheggi, corsie dedicate,

— valutazione della necessità di punti di rifornimento di jet fuel rinnovabile negli aeroporti della rete centrale della TEN-T,

— procedure tecniche e amministrative e normativa in relazione all'autorizzazione della fornitura di combustibili alternativi al fine di agevolarne il processo autorizzativo.

*3. Misure a sostegno della realizzazione e della produzione*

Stanziamenti nei bilanci pubblici annuali destinati alla realizzazione dell'infrastruttura per i combustibili alternativi, ripartiti per combustibile alternativo e per modo di trasporto (strada, ferrovia, vie navigabili e trasporto aereo).

Stanziamenti nei bilanci pubblici annuali destinati al sostegno degli impianti di produzione delle tecnologie per i combustibili alternativi, ripartiti per combustibile alternativo e per modo di trasporto.

Valutazione di eventuali esigenze particolari durante la fase iniziale della realizzazione delle infrastrutture per i combustibili alternativi.

*4. Ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione*

Stanziamenti nei bilanci pubblici annuali destinati al sostegno di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione sui combustibili alternativi, ripartiti per combustibile e per modo di trasporto.

*5. Obiettivi*

— stima del numero di veicoli che utilizzano combustibili alternativi previsti entro il 2020, 2025 e 2030,

— livello di conseguimento degli obiettivi nazionali per la diffusione dei combustibili alternativi nei differenti modi di trasporto (strada, ferrovia, vie navigabili e trasporto aereo),

— livello di conseguimento degli obiettivi nazionali, anno per anno, per la realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi nei differenti modi di trasporto,

— informazione sulla metodologia applicata per tener conto dell'efficienza di ricarica dei punti di ricarica di potenza elevata.

*6. Sviluppi delle infrastrutture per i combustibili alternativi*

Evoluzione della domanda (capacità effettivamente utilizzata) e dell'offerta (capacità supplementare dell'infrastruttura).

ALLEGATO *III*

# Quadro strategico nazionale

## Sezione A: fornitura di elettricità per il trasporto

### Prima sottosezione:
### Piano Nazionale Infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica (PNire), di cui all'articolo 17 *septies* della legge n. 134 del 7 agosto 2012.

# Quadro strategico nazionale

## Sezione A: fornitura di elettricità per il trasporto

### Seconda sottosezione: valutazione della necessità di fornitura di elettricità alle infrastrutture di ormeggio nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna e valutazione della necessità di installare sistemi di fornitura di elettricità negli aeroporti per l'utilizzo da parte degli aerei in stazionamento

## INDICE

## LISTA DELLE TABELLE

**Tabella No.**



## LISTA DELLE FIGURE

**Figura No.**

# 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

**Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT**

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite la fornitura di elettricità agli aeromobili in fase di stazionamento e l'elettrificazione delle banchine.

# 2 ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO STATO TECNOLOGICO

## 2.1 INTRODUZIONE

Il settore del trasporto marittimo di persone e cose contribuisce all'emissione di sostanze inquinanti nocive per l'aria costituendo pertanto un problema per le comunità portuali coinvolte.

L'aumento delle concentrazioni di Ossidi di Azoto (NOx), Ossidi di Zolfo (SOx), Particolato (PM) Idrocarburi incombusti (HC o VOCs - benzene, formaldeide, toluene, ecc.), Ossido di Carbonio (CO) costituiscono una minaccia per la salute pubblica nei porti e nelle aree circostanti.

Per queste ragioni, tra cui principalmente quelle legate alle emissioni in aria di gas ed inquinanti ad elevato impatto locale (NOx, SOx, PM) l'alimentazione di navi in porto tramite una sorgente elettrica esterna alla nave stessa sta diventando un argomento di cui tenere conto nella progettazione degli impianti elettrici navali e della logistica portuale.

Le prime navi ad adottare soluzioni di questo tipo, progettate cioè per poter spegnere i motori primi dei loro generatori quando in porto e per poter essere alimentate da sorgenti esterne (a terra), risalgono all'inizio degli anni 2000. Tale pratica, nata nei porti dell'Alaska e altri porti USA, è storicamente conosciuta come "cold ironing".

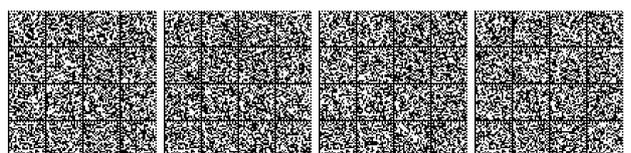
Tenendo conto della vita operativa di una nave, della percentuale di navi nuove che verosimilmente saranno realizzate per funzionare a gas naturale come combustibile alternativo, si presume che queste ultime saranno solo circa il 10/11 % delle navi circolanti entro il 2030 (fonte studio Lloyds Register Marine e dall'University of London).

La realizzazione di sistemi di fornitura di alimentazione elettrica lungo le banchine alle navi adibite alla navigazione marittima o alle navi adibite alla navigazione interna, quando ormeggiate, effettuata attraverso un'interfaccia standardizzata può pertanto rivestire un'importanza fondamentale per la riduzione delle emissioni nelle aree portuali. I benefici conseguenti si estenderebbero ad ampie fasce della popolazione costiera e consentirebbero la riqualificazione di aree portuali a fini turistici e commerciali.

Dal punto di vista tecnico, l'eventuale realizzazione di impianti di elettrificazione delle banchine, anche se non particolarmente complicato, richiederebbe comunque la collaborazione di tutte le entità coinvolte (pubbliche istituzioni, armatori, autorità portuali, gestori dei terminali portuali) per assicurare un elevato tasso di utilizzo a garanzia della sostenibilità commerciale dell'investimento e una massimizzazione della riduzione dell'impatto ambientale.

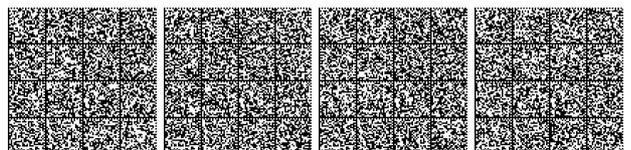
La necessità di un'alimentazione simultanea di più navi da crociera, che genera una richiesta di potenza molto elevata, potrebbe comportare di dover rafforzare la rete locale di trasmissione/distribuzione. Tale eventualità potrebbe essere un'opportunità rilevante per il miglioramento della qualità dell'energia di intere aree urbane afferenti alle rispettive realtà portuali.

## 2.2 LE NORME DI RIFERIMENTO

La normativa e la standardizzazione sono disponibili: nel 2012 è stato pubblicato congiuntamente da IEC - International Electrotechnical Commission, ISO - International

Organization for Standardization e IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers lo standard tecnico IEC/ISO/IEEE 80005-1 – Ed. 2012-07 - Utility connections in port – Part 1: High Voltage Shore Connection (HVSC) Systems – General requirements. L'intenzione di questo standard è quello di definire i requisiti di sicurezza e lo standard per le connessioni delle navi ai relativi teminal fornitori di energia.

Le soluzioni tecniche sono mature e sono già state installate su navi da crociera e da carico che approdano con regolarità in porti ove esiste la disponibilità di energia da terra per alimentare gli impianti elettrici delle navi (prevalentemente negli USA).

L’impatto sulla logistica portuale e sulla rete elettrica di alimentazione in alcuni casi non è trascurabile: relativamente alla fornitura di energia elettrica alle navi da crociera si prevede che, per ognuna di esse, sia necessaria una singola fornitura di almeno 16 MVA (preferibili 20 MVA) corrispondenti mediamente a 12.8 MWe.

In generale i limiti imposti per le emissioni inquinanti delle centrali termoelettriche sono tali da rendere comunque positivo l’impatto sull’ambiente, conseguente all’adozione di sistemi di alimentazione da terra delle navi in porto. Tale impatto è ancora più positivo qualora sia possibile generare l’energia richiesta dalle navi in siti lontani dagli abitati o con fonti rinnovabili.

# 3 ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE - LO SCENARIO ITALIANO

Recenti studi hanno evidenziato (Università di Trieste, studio sulla riqualificazione dell'area portuale di Trieste) che circa il 40% del costo dell'elettrificazione di due banchine per navi da crociera di grandi dimensioni (nel caso specifico in grado di alimentare due navi da crociera con 20 MVA di potenza ognuna) è rappresentato dalla linea di alta tensione che andrebbe portata fino alla cabina ed alle relative stazioni di trasformazione. Lo studio evidenzia le possibili sinergie tra elettrificazione del porto e infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici, la stessa linea potrebbe alimentare anche le stazioni di carica lente e veloci dei veicoli elettrici senza alcun aggravio di costi.

I sistemi di fornitura di alimentazione elettrica alle navi sono una tecnologia efficace non soltanto per la riduzione delle emissioni, ma anche per la riduzione dell'impatto acustico e delle vibrazioni generate dai motori attivi su navi ormeggiate in banchina.

Anche uno studio dell'Autorità Portuale di Genova dimostra come le navi da crociera e i traghetti ospitati mediamente nei soli bacini di carenaggio di Genova, se connesse con un impianto di elettrificazione delle banchine, potrebbero ridurre le emissioni di CO2 di 19.000 tonnellate/anno, di NOx e SOx di un totale di 2.400 tonnellate all'anno.

La disponibilità di soluzioni per l'alimentazione elettrica in porto, in particolare per le navi da crociera costituirebbe un ulteriore fattore di attrattività dei porti Italiani, tenuto conto di quanto stia diventando importante la sostenibilità sociale ed ambientale.

La presenza di standard globali per l'elettrificazione delle banchine garantisce la compatibilità di installazioni effettuate in Italia con quelle dislocate in ogni altro porto mondiale, massimizzando il fattore di utilizzo dei sistemi installati.

L'evoluzione tecnologica dei sistemi di controllo delle reti intelligenti consente un miglioramento sensibile dell'efficienza energetica in tutta l'area portuale e delle zone adiacenti, che deve integrare anche la parte relativa all'infrastruttura di ricarica dei veicoli elettrici e degli altri carichi elettrici portuali. A questo proposito si cita uno studio dell'Università Sapienza di Roma che propone un approccio integrato alla gestione energetica dei porti, che include gli impianti di alimentazione delle navi in banchina, i carichi per la movimentazione delle merci (gru) e la relativa conservazione (celle frigorifere) ed apre ad altri carichi elettrici tra cui l'infrastruttura dei veicoli elettrici pubblici e privati.

Ogni porto presenta specifiche peculiarità legate alla posizione geografica, alla sua rete di interconnessione infrastrutturale terreste (strade, autostrade, ferrovie), alla tipologia di traffico marittimo e alla vicinanza o meno ad un centro urbano.

Il successo ambientale e commerciale di qualsiasi sistema di elettrificazione delle banchine deve essere soggetto ad un accurato studio di fattibilità e ad una valutazione caso per caso, al fine di ottimizzare il dimensionamento dell'impianto e massimizzarne l'utilizzo da parte degli operatori portuali e degli armatori.

La valutazione sull'opportunità di elettrificare un porto od alcune banchine dello stesso potrà essere fatta applicando il principio della valutazione dei costi e benefici derivanti dalle installazioni stesse, come indicato dalla Direttiva 2014/94. A tal fine si potranno utilizzare, secondo necessità, alcuni degli elementi della metodologia suggerita dalla Commissione Europea, che permette di quantificare le esternalità, o la riduzione delle stesse.

Nello specifico si può quantificare una riduzione degli inquininati ad impatto locale (SOx, NOx, PM) a cui si unisce una riduzione della CO2 emessa, soprattutto ove venga integrata in un sistema di produzione di energia pulita, da fonti rinnovabili.

Molti porti italiani hanno già redatto o stanno sviluppando diversi studi sull'impatto economico-ambientale dell'elettrificazione delle banchine e tutti concordano sul determinante contributo della elettrificazione dei porti alla effettiva riduzione delle emissioni inquinanti misurabili, e molti tengono conto del bilancio costi benefici oppure analizzano i vantaggi di un approccio energetico integrato all'area portuale.

# 4 MISURE DI SOSTEGNO PER L'ELETTRIFICAZIONE DELLE BANCHINE

Particolare attenzione per ciascun progetto deve essere riservata alla sostenibilità finanziaria che, oltre all'investimento iniziale in macchinari capaci di fornire energia elettrica con le caratteristiche adeguate al maggior numero possibile di navi (e quindi con tensioni che possono variare dai 440 V ai 690 V, dai 6,6 kV agli 11 kV e con frequenze di 50 o 60 Hz ), deve tenere conto della sfruttabilità dell'impianto (previsione di quante navi, tra quelle già pronte per poter essere alimentate da terra, approderanno nel porto in un determinato periodo) e del costo finale per l'utente (tale costo deve risultare competitivo rispetto al costo dei combustibili navali che permettono di ottemperare ai limiti imposti per legge in materia di emissioni navali).

Pertanto, a seguito di approfondite considerazioni locali di carattere ambientale, di traffico marittimo, di generazione e disponibilità di energia elettrica dalla rete nazionale, si potrà stabilire caso per caso, porto per porto, l'opportunità di dotarlo di impianto di alimentazione elettrica per navi.

# 5 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO STATO TECNOLOGICO

Ogni aereo, in volo o a terra, necessita di una alimentazione di energia elettrica, 115 V e 400 Hz per operazioni di sicurezza e di controllo del velivolo stesso. Durante il rullaggio, l'energia elettrica è generata da apparecchiature di bordo che forniscono energia / potenza per funzioni diverse dalla propulsione, ad esempio l'unità di alimentazione ausiliaria (APU - Auxiliary Power Unit) situata nella parte posteriore del velivolo. Quando l'aeromobile è parcheggiato, l'APU può essere utilizzata per alimentare il velivolo durante l'imbarco e lo sbarco dei passeggeri, la pulizia, l'avviamento del motore, ecc. e, soprattutto, per alimentare l'impianto di climatizzazione. Tuttavia, queste operazioni generano un alto livello di gas serra (ad esempio, per un per B747-400 sono necessari 550 l/h di kerosene) e provocano una rumorosità di circa 80 decibel (dB), misurata nella area di stazionamento, con una efficienza stimata dell'APU compresa tra il 10 e il 14%.

L'installazione di un impianto di fornitura di energia elettrica negli aeroporti per l'uso da parte degli aerei in stazionamento è una opportunità cruciale per i terminal per ridurre al minimo il consumo di carburante, le emissioni acustiche e di CO2 derivanti.

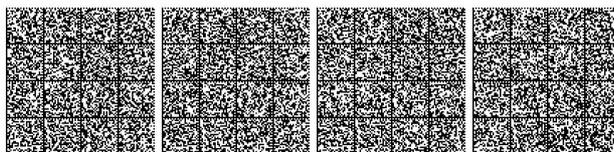
Relativamente alle tecnologie disponibili ci sono metodi alternativi per la fornitura di energia e aria condizionata per gli aeroplani in stazionamento (oltre all'APU):

- Impianti fissi di distribuzione dell'energia elettrica (FEGP - Fixed Electrical Ground Power), collegati alla rete elettrica dell'aeroporto, in grado di alimentare il sistema di aria condizionata degli aeromobili. Dal momento che nella maggior parte degli aeroporti la rete elettrica opera su 50 o 60 Hz, sono necessari convertitori di frequenza per passare ai 400 Hz richiesti per il funzionamento dell'aereo. Questi possono essere installati in due modi:
  - Sui pontili di imbarco e sbarco dei passeggeri, controllati elettricamente sia per la connessione sia per il riavvolgimento, una volta concluse le operazioni, oppure
  - Su supporti fissi posizionati sull'asfalto nei pressi dell'ogiva del velivolo parcheggiato che possono essere interrati o fuori terra.
- Impianti di aria pre-condizionata (APC - Pre-conditioned air system), utilizzando apparecchiature a terra. I sistemi azionati elettricamente non richiedono combustibile liquido, il livello di rumore è di 70 dB, e la loro efficienza è fino al 50% (per i sistemi centrali in termini di consumo di energia primaria). In termini comparativi, secondo la scala logaritmica, una rumorosità di 70 dB nella area di stazionamento invece di 80 dB corrisponde ad una riduzione della rumorosità di 10 volte.

Questi impianti alternativi alle APU possono essere forniti di motori diesel portatili, oppure concepiti come sistemi localizzati puntuali o centralizzati:

- le unità portatili a terra con motore diesel (GPU) e le unità di condizionamento d'aria possono essere montate sulla parte posteriore di un camion o rimorchio per una maggiore mobilità nelle aree di stazionamento;
- i sistemi localizzati puntuali (POU - Point of Use) rendono disponibile l'infrastruttura primaria necessaria per il riscaldamento, la ventilazione ed il condizionamento dell'aria (HVAC) in corrispondenza delle postazioni in cui sostano gli aeromobili;

- i sistemi centralizzati infine producono in un sistema centrale la loro funzione primaria (riscaldamento, ventilazione o condizionamento) che giunge agli aeromobili attraverso una rete di distribuzione, spesso integrata con il sistema centralizzato del terminal aeroportuale.

Poiché ognuno di questi tipi di sistemi alternativi può essere utilizzato per soddisfare i requisiti di carico e potenza per più tipi di velivolo, la scelta di quale sistema alternativo per implementare è basata su diversi fattori legati a costi, requisiti di infrastruttura e considerazioni operative. Numerosi standard internazionali possono essere impiegati nella selezione dei fornitori al fine di garantire l'efficienza dell'infrastruttura installata.

# 6 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO - LO SCENARIO ITALIANO

Nei principali aeroporti italiani aperti al traffico commerciale sono presenti piazzole di sosta dotate di apparati di alimentazione di energia elettrica sottobordo (400 Hz) per gli aeromobili.

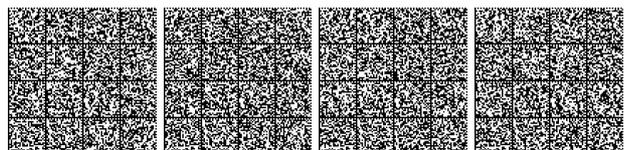
In particolare nei tre gates intercontinentali (così come definiti dal DPR 201/2015 che ha individuato gli aeroporti di interesse nazionale: aeroporti di Fiumicino, Malpensa e Venezia) i sopracitati apparati sono disponibili per oltre l'80% delle piazzole presenti.

I suddetti dispositivi di rifornimento sottobordo sono anche disponibili nella quasi totalità degli aeroporti con traffico superiore ai 1,5 milioni di pax/anno, in percentuale variabile.

Dati di Traffico Anno 2015 (Assaeroporti, dati aggiornati Marzo 2016)

**Tabella 1: Dati di Traffico Anno 2015 e variazioni su 2014 (Assaeroporti, dati aggiornati Marzo 2016)**

| N. | AEROPORTO | MOVIMENTI | % | PASSEGGERI | % |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Alghero | 12.551 | *-9,1* | 1.677.967 | *2,4* |
| 2 | Ancona | 12.395 | *-2,9* | 521.065 | *8,4* |
| 3 | Bari | 36.886 | *13,0* | 3.972.105 | *8,0* |
| 4 | Bergamo | 76.078 | *12,4* | 10.404.625 | *18,6* |
| 5 | Bologna | 64.571 | *-0,7* | 6.889.742 | *4,7* |
| 6 | Bolzano | 11.915 | *-2,2* | 35.141 | *-46,4* |
| 7 | Brescia | 8.239 | *9,6* | 7.744 | *-42,8* |
| 8 | Brindisi | 18.042 | *4,5* | 2.258.292 | *4,4* |
| 9 | Cagliari | 31.167 | *-8,6* | 3.719.289 | *2,2* |
| 10 | Catania | 54.988 | *-8,2* | 7.105.487 | *-2,7* |
| 11 | Comiso | 3.458 | *21,5* | 372.963 | *13,6* |
| 12 | Cuneo | 4.908 | *-14,0* | 129.847 | *-45,3* |
| 13 | Firenze | 34.269 | *0,3* | 2.419.818 | *7,5* |
| 14 | Foggia | 1.043 | *-57,7* | 1.942 | *-67,0* |
| 15 | Genova | 19.280 | *3,8* | 1.363.240 | *7,5* |
| 16 | Grosseto | 1.661 | *-10,0* | 3.183 | *-32,0* |
| 17 | Lamezia Terme | 21.524 | *-5,9* | 2.342.452 | *-2,8* |
| 18 | Milano Linate | 118.650 | *4,8* | 9.689.635 | *7,4* |
| 19 | Milano Malpensa [1] | 160.484 | *-3,8* | 18.582.043 | *-1,4* |
| 20 | Napoli | 60.261 | *1,4* | 6.163.188 | *3,4* |
| 21 | Olbia | 28.272 | *-1,0* | 2.240.016 | *5,3* |
| 22 | Palermo | 42.407 | *0,4* | 4.910.791 | *7,4* |
| 23 | Parma | 5.946 | *-15,2* | 187.028 | *-9,0* |

[1] *Inclusi movimenti e passeggeri Bergamo, relativi al periodo in cui le attività aeronautiche si sono fermate alcuni giorni in coincidenza con l'ultima fase dei lavori di rifacimento della pista e ammodernamento delle infrastrutture di volo.*

| N. | AEROPORTO | MOVIMENTI | % | PASSEGGERI | % |
|---|---|---|---|---|---|
| 24 | Perugia | 5.963 | *72,6* | 274.027 | *30,9* |
| 25 | Pescara | 10.324 | *53,2* | 612.875 | *10,1* |
| 26 | Pisa | 39.515 | *1,7* | 4.804.812 | *2,6* |
| 27 | Reggio Calabria | 6.858 | *-7,1* | 492.612 | *-5,8* |
| 28 | Roma Ciampino [2] | 53.153 | *6,2* | 5.834.201 | *16,1* |
| 29 | Roma Fiumicino [2] | 315.217 | *1,0* | 40.463.208 | *4,8* |
| 30 | Torino | 44.261 | *4,2* | 3.666.424 | *6,8* |
| 31 | Trapani | 11.607 | *-7,4* | 1.586.992 | *-0,7* |
| 32 | Trieste | 14.672 | *-4,9* | 741.776 | *0,2* |
| 33 | Treviso | 18.402 | *3,4* | 2.383.307 | *6,0* |
| 34 | Venezia | 81.946 | *5,4* | 8.751.028 | *3,3* |

Negli aeroporti caratterizzati da volumi di traffico più bassi, ad eccezione di pochi casi, non sono fruibili piazzole con alimentazione elettrica sottobordo.

A margine di quanto sopra, si evidenzia che l'Action Plan per la riduzione dei livelli di CO2, definito dall'Italia per rispondere alle specifiche risoluzioni dell'ICAO, promuove l'aumento del numero delle piazzole di sosta fornite di alimentazione elettrica sottobordo.

Come precedentemente riportato, la maggior parte degli aeroporti italiani che operano un servizio commerciale sono già dotati, per lo meno parzialmente, di installazioni per la fornitura di energia elettrica agli aeromobili in fase di stazionamento, ulteriori installazioni sono previste essere sviluppate.

La valutazione dell'opportunità di incrementare ulteriormente il numero di installazioni potrà essere fatta applicando il principio della valutazione dei costi e benefici derivanti dalle installazioni stesse, come indicato dalla Direttiva 2014/94. A tal fine si potranno utilizzare, secondo necessità, alcuni degli elementi della metodologia suggerita dalla Commissione Europea.

---

[2] *Nel periodo Mag-Lug 2015, per ragioni operative, parte del traffico di Fiumicino e' stato trasferito a Ciampino*

# 7 FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO – GLI IMPATTI SOCIALI

La valuatzione se e dove procedure con le installazioni necessarie alla fornitura di energia elettrica agli aerei in fase di stazionamento può essere fatta sulla base di una mappatura delle diverse categorie di aeroporti, del loro profilo di traffico aereo e delle strutture aeroportuali attualmente disponibili, i piani di azione possono essere studiati, insieme alle industrie del settore del trasporto aereo, per determinare la strategia ottimale di azione ed il livello ottimale di coordinamento, che potrebbe essere nazionale così come regionale.

Una volta che sia stata stabilita la necessità di un'azione strategica concreta (mediante una valutazione Costi Benefici), gli organismi di regolamentazione possono impostare linee guida normative in materia di utilizzo della APU mentre gli aerei stazionano in aeroporto e fornire incentivi finanziari per l'installazione di tali sistemi.

I principi ispiratori del piano d'azione possono essere trovati nel programma AGR (Aircraft on the Ground $CO_2$ Reduction), sviluppato dalla BAA attraverso la Sustainable Aviation coalition[3].

Il programma fornisce una guida pratica per aiutare le compagnie aeree, i fornitori di servizi per la navigazione aerea, le società di assistenza a terra e gli operatori aeroportuali per ridurre le emissioni di $CO_2$ dei movimenti aerei a terra ed ha già portato a notevoli risparmi:

- una quantità stimata di circa 100.000 tonnellate di CO2 annue risparmiate ad Heathrow, derivante dalla riduzione dell'utilizzo del motore durante il rullaggio così come dall'uso di FEGP e PCA;
- circa il 20% di risparmi in termini di incremento di efficienza per ciascun movimento per le attuali attività a terra degli aeromobili, con potenziali ulteriori sviluppi per il futuro;
- questo si traduce in circa 6 milioni di tonnellate di CO2 ogni anno a livello mondiale (stimato dalla IATA).

---

3 Sustainable Aviation CO2 Road-Map 2012, disponibile sul sito: http://www.sustainableaviation.co.uk/wp-content/uploads/2015/09/SA-Carbon-Roadmap-full-report.pdf

# 8 MISURE DI SOSTEGNO PER LA FORNITURA DI ELETTRICITÀ AGLI AEROMOBILI IN FASE DI STAZIONAMENTO

## 8.1 AUTORITÀ AEROPORTUALI ED OPERATORI

Le autorità aeroportuali e gli operatori sono fattori chiave per la realizzazione di infrastrutture alternative e centrale per l'agevolazione del suo utilizzo da parte degli operatori delle compagnie aeree. In genere, gli aeroporti che hanno installato FEGP e PCAs impostare restrizioni per l'uso di APUs.

Oltre a fornire infrastrutture alternative, gli aeroporti potrebbero garantire che le strutture a terra siano ben mantenute e la disponibilità sia elevata, al fine di creare una fiducia nella possibilità di un loro utilizzo costante.

Gli Aeroporti potrebbero anche collaborare con gli operatori aerei e di terra garantendo che le strutture terminalistiche dell'aeroporto siano adeguate, adatte allo scopo e ben tenute e che ci sia stata una sufficiente formazione mirata a garantire che queste strutture siano utilizzate in modo efficiente e sicuro.

## 8.2 AIRLINE OPERATORS

Gli operatori aerei hanno un ruolo da svolgere per accrescere l'uso di infrastrutture alternative. Alcune compagnie aeree stabiliscono procedure aggiuntive al fine di limitare l'uso dell'APU, in funzione del tipo di velivolo, del peso effettivo al momento del decollo e a seconda delle caratteristiche dell'aeroporto (altitudine, la lunghezza della pista, ecc).

Poiché l'uso di carburante aeronautico nel APU è costoso e inefficiente, si raccomanda che gli operatori di bordo e gli operatori di terra seguano procedure nel usare le dotazioni del terminal aeroportuale, che, se seguite, possono far risparmiare carburante, ridurre significativamente il rumore e le emissioni di gas serra. Le seguenti regole non valicano mai le normative di sicurezza ne i controlli del velivolo:

1. **Nel Terminale Aeroportuale, le installazioni di terra come FEGP e PCA alimentati dalla rete elettrica, devono essere sempre utilizzate ove previste,**
2. **Quando queste non sono disponibili, dovrebbero essere utilizzate per le unità di condizionamento i GPU portatili alimentati a gasolio perché riducono l'utilizzo di carburante, emissioni e rumore rispetto all'APU,**
3. **Quando FEGP, PCA o GPU non sono disponibili, dovrebbe essere usato il sistema APU di bordo ed i relativi generatori e flussi d'aria dal compressore (ad alta pressione e temperatura).**
4. **Se nessuna di queste tecnologie è disponibile dovrebbe essere usato come ultima risorsa i generatori azionati dal motore principale e il flusso dell'aria.**

# 9 ULTERIORI CONTRIBUTI ALLA RIDUZIONE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA NEL SETTORE AEROPORTUALE

Nel settore aeroportuale i Gestori hanno da tempo avviato iniziative ed interventi volti alla riduzione del consumo di energia primaria, e conseguentemente delle emissioni di CO2, e considerevoli progressi sono già stati realizzati, sia con azioni intraprese a livello nazionale, sia tramite la partecipazione a programmi europei. A ciò si aggiungono le azioni inserite nei nuovi contratti di programma che le società di gestione intendono adottare entro il 2020, sulla base dei modelli emanati dall'Autorità di Regolazione dei Trasporti.

Sulla base delle informazioni fornite da Assaeroporti, a partire dai dati comunicati dai principali Gestori che complessivamente rappresentano circa il 90% del traffico complessivo del sistema aeroportuale italiano, corrispondente a oltre 135 milioni di passeggeri, risulta il seguente quadro:

- Aeroporti che rappresentano l'84% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi volti all'efficientamento degli impianti di illuminazione, come ad esempio la installazione di corpi illuminanti ad alta efficienza (LED) o di sistemi di controllo automatico della luminosità degli ambienti; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti all'87% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 78% del traffico aereo nazionale hanno già avviato interventi per l'efficientamento degli impianti di produzione energetica (termica/elettrica/frigorifera) tramite cogenerazione, trigenerazione o installazione di unità per il trattamento dell'aria (UTA) ad elevata efficienza; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti all'84% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 41% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi di riqualificazione e/o realizzazione di componenti dell'involucro edilizio ad elevate prestazioni in termini di trasmittanza termica; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti al 57% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 58% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi di Green Procurement; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti al 60% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano il 59% del traffico aereo nazionale hanno già promosso interventi di Personnel Training comprendente iniziative di formazione e sensibilizzazione sulle tematiche ambientali ed il corretto uso dell'energia, rivolte al personale aeroportuale; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti al 64% del traffico complessivo;
- Aeroporti che rappresentano l'82% del traffico aereo nazionale hanno già promosso l'adozione di protocolli gestionali e strumenti organizzativi per la migliore conduzione degli impianti tecnologici e la pianificazione degli interventi di miglioramento dell'efficienza energetica delle infrastrutture aeroportuali; nel 2020 si prevede che detta percentuale aumenti all'84% del traffico complessivo;
- Alcuni aeroporti prevedono di realizzare entro il 2020 interventi riguardanti l'installazione di impianti fotovoltaici e di adottare materiali fotocatalitici per le aree di viabilità;

- L'Accreditamento ACI Europe Airport Carbon Accreditation è stato conseguito da aeroporti che gestiscono il 51% del traffico aereo ed è previsto raggiungere il 65% nel 2020.

In merito agli interventi che saranno attuati dai Gestori aeroportuali per la riduzione delle esternalità ambientali connesse all'attività aeroportuale, programmati nell'ambito dei rinnovi dei contratti di programma vi sono ad esempio i seguenti indicatori-obiettivo definiti dall'Autorità di Regolazione dei Trasporti:

- Nuovi impianti di illuminazione in sostituzione di quelli esistenti con apparecchi a basso consumo (LED, fluorescenti, etc.)
- Installazione dei componenti opachi di involucro al di sotto dei valori limite di trasmittanza indicati dalla normativa
- Installazione dei componenti trasparenti di involucro al di sotto dei valori limite di trasmittanza indicati dalla normativa
- Riduzione del consumo di energia mediante sistemi di gestione degli apparati di Illuminazione
- Riduzione del consumio di energia mediante impianti di condizionamento ad elevata efficienza
- Produzione di energia alternativa tramite installazione di impianti fotovoltaici
- Produzione di energia elettrica, termica e frigorifera tramite impianti di cogenerazione e rigenerazione
- Produzione di energia termica ed elettrica tramite impianti alimentati da biomasse reperibili localmente
- Produzione di energia elettrica, termica e frigorifera tramite impianti di cogenerazione e rigenerazione
- Produzione di energia elettrica e termica tramite impianti geotermici a bassa entalpia

# Quadro strategico nazionale

## Sezione b:
## Fornitura di idrogeno per il trasporto stradale

## INDICE

## LISTA DELLE TABELLE

**Tabella No.**



## LISTA DELLE FIGURE

**Figura No.**

# 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

**Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT**

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo dell'idrogeno.

## 2 LO STATO TECNOLOGICO

La produzione di idrogeno da energia elettrica e lo stoccaggio in forma gassosa o liquefatta rappresenta una valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo l'integrazione di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico) e la riduzione delle emissioni di CO2.
In particolare il trasporto su strada è un grande emettitore di anidride carbonica ed è necessario il passaggio a modi di trasporto più efficienti, come il trasporto di passeggeri e merci su rotaia. In alternativa, una sostanziale decarbonizzazione del settore dei trasporti su strada può essere ottenuta:

1) aumentando la quota di uso diretto di energia elettrica in veicoli elettrici a batteria (BEVs) e veicoli elettrici ibridi plug-in (PHEVs);
2) aumentando in modo significativo la quota di biocarburanti sostenibili (in particolare biometano), in combinazione con motori ad alta efficienza ibridi a combustione interna (ICEs) e PHEVs;
3) utilizzando FCEVs veicoli elettrici alimentati da idrogeno prodotto a basso tenore di carbonio.

Tutte e tre le opzioni possono contribuire in modo sostanziale alla riduzione delle emissioni (Figura 2), ma devono superare diverse barriere.

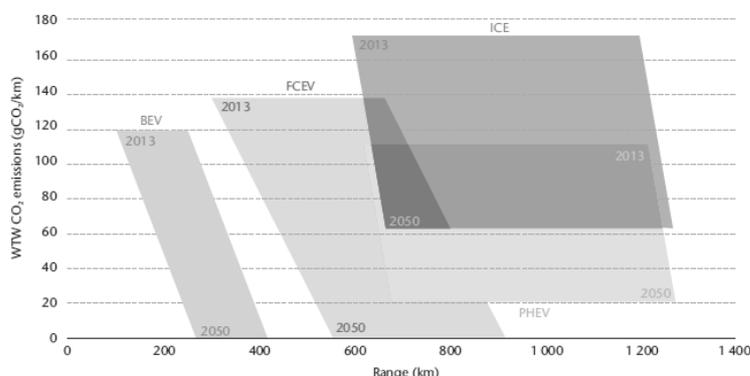



**Figura 2: Emissioni dal pozzo alla ruota (well-to-wheel, WTW) vs autonomia per diverse opzioni tecnologiche di mobilità**

I veicoli BEVs possono attingere da una produzione di energia elettrica e da un'infrastruttura di trasporto e distribuzione (T&D) già esistenti, nonché fare affidamento sul fatto che il loro impatto in termini di emissioni di $CO_2$ sarebbe ridotto dalla decarbonizzazione già in atto nel settore elettrico. In ogni caso occorre considerare che le batterie riscontrano un serio compromesso tra capacità e peso, nonché l'incertezza sull'autonomia e i lunghi tempi di ricarica che sono grandi preoccupazioni per l'accettabilità dell'utente finale. Nel caso dei biocarburanti, la produzione solleva dubbi per quanto riguarda la sostenibilità e la sottrazione

dal settore alimentare umano ed animale, in particolare tenendo conto che una considerevole quantità di biocarburanti saranno necessari per decarbonizzare il trasporto di merci su lungo raggio (su strada, aerei e marittimo).
I veicoli FCEV possono fornire un servizio di trasporto paragonabile ai veicoli di oggi e, allo stesso tempo, contribuire agli obiettivi di miglioramento dell'indipendenza energetica e di sicurezza climatica.
Le performance di stoccaggio dell'idrogeno sono migliori rispetto a quelle delle batterie elettriche (Figura 3). È possibile infatti immagazzinare 6 kg di idrogeno (circa 200 kWh) compresso a 700 bar in un serbatoio dal peso complessivo di 125 kg e dal volume di 260 litri, mentre per immagazzinare metà di quest'energia (100 kWh) in batterie elettriche agli ioni di litio occorrono 830 kg di peso e 670 litri di volume. Un serbatoio di 260 litri può rientrare perfettamente nel volume, necessariamente ridotto, di un veicolo, offrendo un'autonomia di 600 km, comparabile con quella offerta dai veicoli a benzina e chiaramente superiore alle ridotte autonomie dei veicoli a batteria BEVs attualmente sul mercato. Da ultimo, e diversamente dalle batterie, le performance di stoccaggio di un serbatoio di idrogeno non si deteriorano con il numero di cariche e scariche o con l'esposizione a temperature estreme.

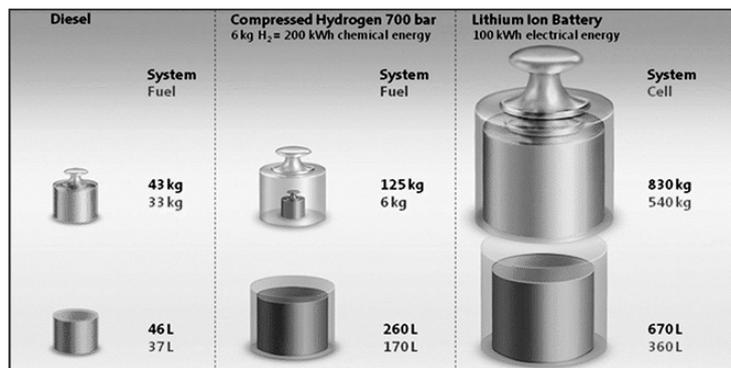



**Figura 3: La sfida dello stoccaggio energetico per la mobilità**

Attualmente circa 540 FCEVs (autovetture e autobus) sono in attività come vettura pilota in tutto il mondo, in particolare in Europa (192), Stati Uniti, Giappone, Corea del Sud (Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015). I veicoli FCEVs sono essenzialmente veicoli elettrici che utilizzano idrogeno immagazzinato in un serbatoio pressurizzato e una cella a combustibile per la produzione di energia a bordo. I veicoli FCEVs sono anche auto ibride, l'energia di frenata viene recuperata e accumulata in una batteria. L'alimentazione elettrica della batteria viene usata per ridurre la domanda di picco della cella a combustibile in accelerazione e per ottimizzare l'efficienza operativa. I veicoli FCEVs sono usualmente riforniti con idrogeno gassoso a pressioni tra 35 MPa e 70 MPa. Attualmente, per le autovetture, l'efficienza su strada (fuel economy) è di circa 1 kg di idrogeno ogni 100 km percorsi, con autonomie da circa 500 km a 750 km e tempi di ricarica inferiori ai 5 minuti.

Nonostante i costi delle autovetture FCEV sono ad oggi elevati[1], il costo è previsto convergere entro il 2030 con quello delle altre tecnologie di alimentazione, grazie ad economie di scala (Figura 4, (En route pour un transport durable. Cambridge Econometrics. Novembre 2015)).

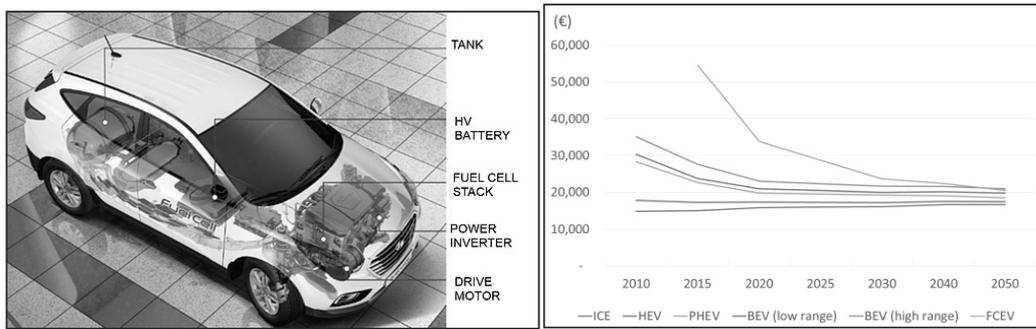



**Figura 4: Componenti di un auto FCEV e previsioni di costo delle autovetture per tecnologia di alimentazione in Europa**

A conferma dell'interesse nella tecnologia FCEV, alcune delle maggiori case automobilistiche mondiali hanno già integrato la tecnologia delle fuel cell ad idrogeno nei loro piani strategici e dai primi prototipi si è passati rapidamente, negli ultimissimi anni, alla produzione su scala commerciale.

Varie sperimentazioni hanno coinvolto anche il trasporto pubblico, sin dai primi anni '90. Negli ultimi 15 anni, in Europa, sono stati operativi autobus FCEV su circa 8 milioni di km, dimostrando che la tecnologia funziona, è flessibile, operativa e sicura. Un totale di 84 autobus FCEV sono operativi, o in procinto di esserlo, in 17 città e regioni in 8 paesi europei. Le autonomie quotidiane arrivano fino a 450 km, con efficienze di consumo di circa 8-9 kg di $H_2$/100 km, i tempi di rifornimento sono inferiori a 10 minuti. Gli autobus FCEV sono in grado di raggiungere lo stesso chilometraggio quotidiano degli autobus diesel convenzionali, hanno piena flessibilità di rotta e non richiedono alcuna infrastruttura lungo il percorso. La piattaforma europea "Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking" sta attivamente promuovendo e finanziando diversi progetti, da 10 fino a più di 20 autobus FCEV per località. I futuri costi d'acquisto degli autobus FCEV dipenderanno dalla rapidità nel raggiungere effetti di scala e dal cammino tecnologico seguito. In un percorso in grado di cogliere sinergie di tecnologia con il mercato FCEV automobilistico (Automotive FC), i costi d'acquisto e i TCO (Total Cost of Ownership) potrebbero essere pressoché alla pari con la tecnologia diesel ibrida entro il prossimo decennio (Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015) (Figura 5).

---

[1] I prezzi annunciati fino ad oggi sono stati fissati, per le autovetture, a circa 60.000 euro.

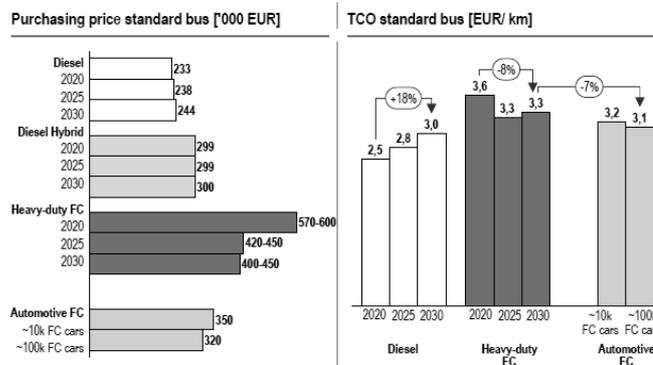



**Figura 5: Costo d'acquisto e TCO degli autobus per tecnologia di alimentazione in Europa**

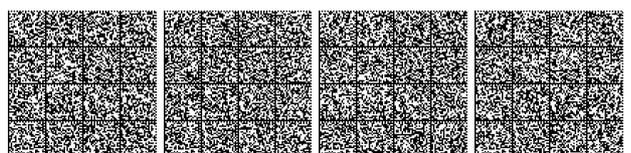
Le stazioni di rifornimento di idrogeno possono essere alimentate in due diversi modi:

1) Produzione di idrogeno in sito direttamente nella stazione di rifornimento;
2) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati e trasporto alla stazione di rifornimento.

Sia nella produzione in sito, che nella produzione centralizzata, è possibile l'utilizzo di elettrolizzatori o steam methane reformers (SMR). Ogni approccio ha i suoi vantaggi e compromessi. Mentre la produzione centralizzata di idrogeno offre economie di scala per minimizzare il costo di generazione dell'idrogeno, la necessità di distribuire l'idrogeno comporta costi di trasporto. Per la generazione di idrogeno decentralizzata è vero esattamente il contrario.

In una prospettiva di incremento della produzione elettrica mediante fonti rinnovabili, appare strategico localizzare la produzione di idrogeno da elettrolisi in prossimità dei siti di produzione da RES (sia in modalità in sito che centralizzata), sfruttandone la produzione in surplus. Questi impianti, dotati di propri sistemi di accumulo, avranno maggiori caratteristiche di dispacciabilità, le fonti rinnovabili diventeranno "più programmabili".

Garantire una densità minima di stazioni di rifornimento di idrogeno è un prerequisito fondamentale per raggiungere l'interesse dei consumatori e garantire un ampio mercato per i veicoli FCEV. Attualmente è stimato che circa 300 stazioni sono già state realizzate, principalmente dalle aziende Air Liquide, Linde, Air Products (partener italiano è il Gruppo SAPIO), $H_2$ Logic, particolarmente in Germania, Giappone, Stati Uniti (California) e in Nord Europa (Danimarca e Olanda) negli ultimi dieci anni (Hydro-gen: the energy transition in the making! Pierre-Etienne Franc, Pascal Mateo. Manifesto. 2015. ). Sia in Germania che in Giappone ci sono piani per costruire varie decine di nuove stazioni di rifornimento di idrogeno nei prossimi anni, in modo da completare l'esistente rete.

Le caratteristiche progettuali di una stazione di rifornimento di idrogeno sono determinate dalla domanda giornaliera di idrogeno, dalla modalità di stoccaggio dell'idrogeno a bordo dei veicoli (ad esempio la pressione a 350 bar o 700 bar), e il modo in cui l'idrogeno viene consegnato o prodotto in stazione.

Il rischio di investimento associato con lo sviluppo delle stazioni di rifornimento è dovuto principalmente all'elevato investimento di capitale e ai costi operativi, nonché il sottoutilizzo degli impianti durante la prima fase di sviluppo del mercato FCEV, che può portare a un flusso di cassa negativo nei primi 10-15 anni (Figura 6).

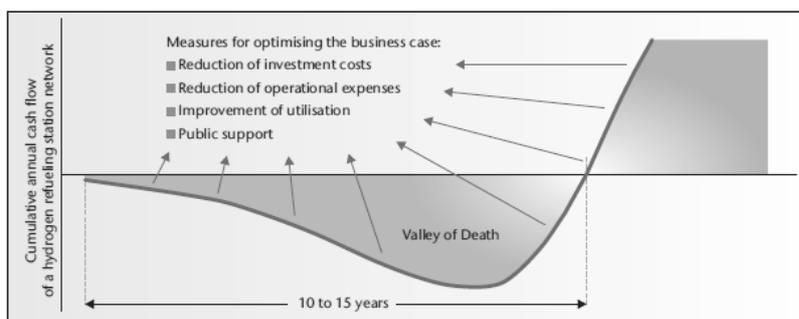



**Figura 6: Flusso di cassa delle stazioni di rifornimento nelle prima fase di sviluppo del mercato FCEV**

Questa lunga "valle della morte" può essere minimizzata riducendo i costi di capitale e di esercizio e massimizzando l'utilizzo della risorsa, ma per coprire il periodo di flusso di cassa negativo, il sostegno pubblico appare necessario durante la fase di introduzione sul mercato dei veicoli FCEV.

Inoltre nella progettazione delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno è importante l'armonizzazione delle norme europee e la loro essenzialità: i costi possono infatti diminuire, anche considerevolmente, se si riducono le prescrizioni normative nazionali che vanno oltre gli standard europei. Infine, sarà fondamentale garantire snellezza nelle pratiche autorizzative, evitando che tempi burocratici lunghi possano scoraggiare gli operatori del settore e rallentare la transizione verso una mobilità sostenibile.

**Approfondimento: IL PROGETTO H2 ALTO ADIGE**

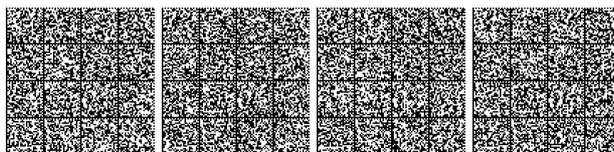
In Italia spicca il progetto H2 Alto Adige. Produrre idrogeno, ovvero "carburante made in Alto Adige" generato tramite energie rinnovabili, stoccarlo, rifornire le silenziose vetture elettriche a emissioni zero per raggiungere una graduale indipendenza energetica, questa è l'idea alla base del progetto H2 di Bolzano. L'Alto Adige, nel 2006, ha deciso di perseguire questo importante obiettivo, attraverso una stretta collaborazione con l'Autostrada del Brennero SpA e grazie al sostegno del FESR, il Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale. L'impianto di produzione di Bolzano è considerato uno dei più grandi e innovativi a livello mondiale. I tre elettrolizzatori modulari sono in grado di produrre fino a 345 kg/giorno. L'idrogeno compresso e stoccato sotto forma gassosa attualmente può rifornire fino a 15

autobus urbani (con tratte giornaliere di 200-250 km) o fino a 700 vetture. Contemporaneamente alla messa in servizio del centro idrogeno sono stati avviati i progetti europei HYFIVE e CHIC.

**Figura 7: La stazione idrogeno di Bolzano**

## 3 SCENARI EUROPEI

Numerosi studi hanno recentemente analizzato possibili scenari di transizione energetica nel settore dei trasporti, con estensioni temporali fino al 2050.
Nel settore autovetture, nel "Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells" (Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015), pubblicato dall'IEA nel Giugno 2015, viene presentato uno scenario di introduzione delle autovetture FCEV fino al 2050 (Figura 8). Per quanto riguarda le autovetture FCEV, l'IEA prevede per i tre principali mercati, Stati Uniti, EU4 (Francia, Germania, Regno Unito, Italia) e Giappone i seguenti target commerciali:

- 2020: saranno in circolazione circa 30,000 FCEVs;
- 2025: le vendite annue raggiungono i 400,000 FCEVs;
- 2030: le vendite cumulate raggiungono gli 8 milioni di FCEVs (2,3 milioni di vendite annue);

2050: la quota di FCEVs sul totale delle vendite di autovetture è di circa il 30% (25% lo share sullo stock complessivo dei veicoli in circolazione), la frazione di veicoli convenzionali ICE e ibridi senza la possibilità di inserimento nella rete elettrica dovrà scendere a circa il 30 % del parco veicoli.

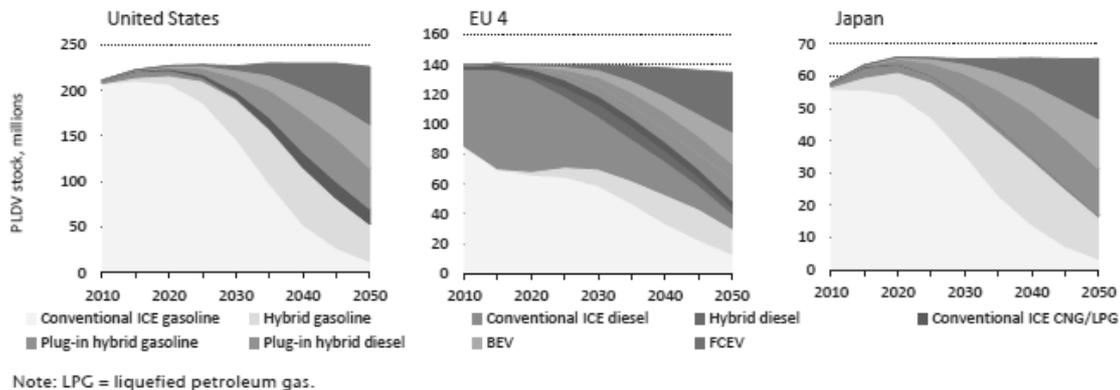



**Figura 8: Stock delle autovetture per tecnologia negli Stati Uniti, EU4 e Giappone nello scenario IEA 2DS high $H_2$ fino al 2050**

Inoltre, per comprendere gli impatti macro-economici della transizione verso una mobilità alternativa, nell'arco di tempo 2010-2050, il Report "Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs" (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) ha sviluppato e analizzato cinque scenari di evoluzione tecnologica. Tali Scenari sono riassunti in Tabella 1.

**Tabella 1: Scenari di evoluzione tecnologica riportati nel report "Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs"**

| Nome Scenario | Descrizione |
|---|---|
| *Reference Scenario (REF)* | Le emissioni di $CO_2$ delle nuove vendite di autoveicoli in Europa rimangano agli attuali livelli di 135 g/km, la corrente suddivisione tra veicoli diesel e benzina rimane invariata e nessun ulteriore tecnologia viene introdotta per migliorare l'efficienza. |
| *Current Policy Initiatives (CPI)* | Raggiungimento dell'obiettivo proposto alle autovetture di 95 g/km nel 2020 e ai furgoni di 147 g/km nel 2020. Nessun ulteriore obiettivo politico viene fissato dopo il 2020, ci saranno comunque alcuni ulteriori progressi nella riduzione del consumo di carburante, guidati dalla preoccupazione dei consumatori per le emissioni di $CO_2$, dall' incremento nel prezzo del carburante e dal proseguimento nell'esistente sviluppo tecnologico (tasso di miglioramento inferiore all'1% all'anno dopo il 2020). L'introduzione di veicoli HEV nel nuovo parco auto raggiunge il 5% nel 2020, il 12 % nel 2030 e il 22 % entro il 2050. |
| *Scenario Tech1* | Lo scenario si propone di esplorare l'impatto di un'introduzione ambiziosa di veicoli HEV. Si presuppone una penetrazione di mercato per gli HEV del 10 % sulle nuove vendite di veicoli nel 2020, del 50 % nel 2030 e del 96 % nel 2050. |
| *Scenario Tech2* | Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli HEV del 20 % nelle vendite di nuovi veicoli nel 2020, 42% nel 2030, 10 % nel 2050. I veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV) vengono introdotti al 2.5 % nel 2020, 37 % nel 2030, 90 % nel 2050. |
| *Scenario Tech3* | Questo scenario presuppone un ritmo più rapido di introduzione dei veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV), possibile con apposite misure di sostegno. Questo scenario presuppone una penetrazione di mercato dei veicoli elettrici avanzati del 9.5 % nel 2020, 80 % nel 2030 e 100 % nel 2050. I veicoli HEV raggiungono, nelle vendite di nuovi veicoli, il 20 % nel 2020, il 15 % nel 2030, il 0 % nel 2050. |

Le innovazioni indagate negli scenari Tech1, Tech2 e Tech3 hanno portato alle seguenti conclusioni:

- Le emissioni dirette di $CO_2$ delle auto e dei furgoni vengono ridotte tra il 64 % e il 93 % entro il 2050, contribuendo al raggiungimento dell'obiettivo UE di riduzione delle emissioni complessive dei trasporti del 60%.
- Le emissioni degli inquinanti dannosi alla salute sono drasticamente tagliate, l'NOx di oltre l'85 %, il particolato fine di oltre il 70%.
- I consumatori selezionano i loro veicoli sulla base di un un'ampia gamma di fattori, di cui il costo del capitale è solo un elemento. Nel calcolo dell'impatto complessivo sugli automobilisti legato al miglioramento nell'efficienza dei veicoli, è anche utile guardare al "Costo Totale di Proprietà" (Total Cost of Ownership, TCO), che include i costi del

carburante e la manutenzione. Utilizzando un tasso di sconto del 5 % i TCO delle diverse tecnologie automobilistiche sono attesi convergere verso il 2020 (ad eccezione dei FCEV), con il TCO di tutti i propulsori inferiore a quello del 2010, nonostante la previsione di un significativo (circa +30%) aumento del prezzo dei combustibili (Figura 9). Invece i veicoli FCEV avvicinano i TCO delle altre tecnologie a partire dal 2030.

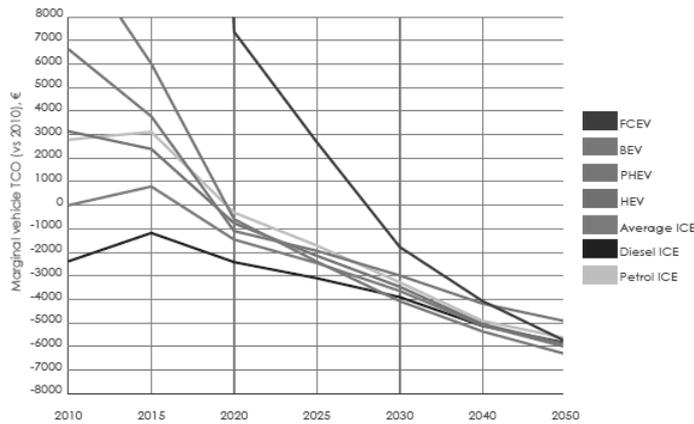
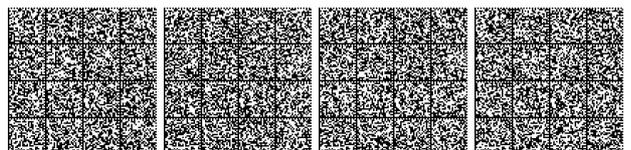



**Figura 9: TCO delle diverse tecnologie automobilistiche (considerando un tasso di sconto del 5 %)**

- Il passaggio a combustibili alternativi, può avere un impatto positivo sull'economia europea. In primo luogo, porta a una maggior efficienza nei veicoli.
- Gli investimenti nelle infrastrutture per il rifornimento hanno un impatto positivo sul PIL, perché stimolano l'industria nazionale e richiedono un alto input di lavoro nella catena di fornitura.
- L'Europa eccelle nella tecnologia per il settore automobilistico, un aumento della spesa per veicoli a basse emissioni di carbonio creerà lavoro. Tra 660.000 e 1,1 milioni di nuovi posti di lavoro (al netto dell'intera forza lavoro) potranno essere generati entro il 2030. Nel 2050, questi valori salgono tra 1.9 e 2.3 milioni di nuovi posti di lavoro. La transizione verso veicoli a basse emissioni di carbonio genererà la domanda di nuove competenze nella forza lavoro. L'Europa potrà sviluppare adeguati percorsi formativi per far crescere le necessarie competenze nella sua futura forza lavoro.
- L'analisi suggerisce anche che la tassazione della maggior attività economica risultante da un passaggio ai veicoli a basse emissioni in gran parte compensa le entrate fiscali perse dalla vendita dei combustibili convenzionali (benzina e diesel).

Passando al settore autobus, a livello europeo è prevista l'attuazione di progetti dimostrativi su larga scala, con un totale da circa 300 a 400 autobus FCEV in Europa entro il 2020 [19].

Questo scenario prevede un volume totale di 8,000-10,000 autobus FCEV necessari fino al 2025.

Alcune importanti iniziative europee hanno già iniziato a sostenere l'introduzione dell'idrogeno come carburante per il trasporto attraverso lo sviluppo e l'attuazione di una strategia nazionale. Queste sono :

- Regno Unito: "UK H2 Mobility" (www.ukh2mobility.co.uk);
- Francia: "Mobilité hydrogène France" (www.afhypac.org) (Figura 10);
- Scandinavia: "Scandinavian Hydrogen Highway Partnership" (www.scandinavianhydrogen.org);
- Germania: "H2 Mobility" (h2-mobility.de).

Le prime indicazioni quantitative risultano essere:

| Paese | FCEV 2020 | FCEV 2025 | FCEV 2030 | HRS 2020 | HRS 2025 | HRS 2030 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Regno Unito | - | - | 1.600.000 | - | - | 1.150 |
| Francia | 2.500 | 167.000 | 773.000 | 21 | 355 | 602 |
| Germania | 156.000 | 658.000 | 1.773.000 | 377 | 779 | 992 |

Iniziative simili sono in fase di lancio anche in altri paesi europei come Austria, Belgio, Finlandia, Paesi Bassi, Svizzera.

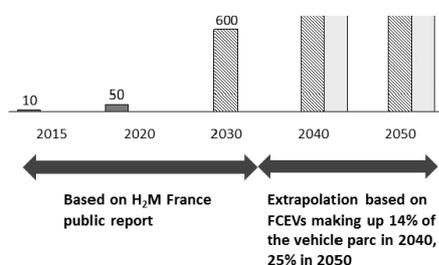
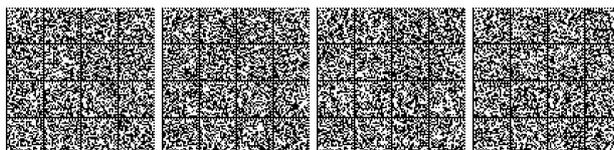



**Figura 10: Proiezione del numero di stazioni di rifornimento a idrogeno previsto in Francia**

I progetti di cui sopra dimostrano che lo sviluppo di idrogeno come combustibile alternativo è possibile quando si trova:

- una strategia stabilita per diffondere le stazioni di rifornimento di idrogeno;
- un forte sostegno del governo nazionale e locale (legislativo e finanziario);
- una presenza importante di attori industriali nel campo dell’idrogeno;
- un potenziale di produzione di idrogeno “green”.

Questi possono essere riconosciuti come elementi fondamentali per la definizione di una strategia per la mobilità a idrogeno.

# 4 SCENARI ITALIANI

Il seguente contesto caratterizza lo stato attuale del settore dei trasporti in Italia:

- Al 2014 il settore dei trasporti rappresentava il 31,8 % dei consumi finali totali di energia (38.117 ktep su un totale di 119.769 ktep)[2].
- Al 2013 le emissioni atmosferiche attribuibili al settore trasporti rappresentavano il 24% delle emissioni totali nazionali (104,9 Mt $CO_{2eq}$ su un totale di 438,0 Mt $CO_{2eq}$[3]).
- L'Italia è il Paese dell'Unione europea che registra più morti premature a causa dell'inquinamento dell'aria. In Italia nel 2012 59.500 decessi prematuri sono attribuibili al particolato fine (PM 2,5), 3.300 all'ozono ($O_3$) e 21.600 al biossido di azoto ($NO_2$) (Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report).
- Per quanto riguarda il trasporto su strada, al 2014 la consistenza del parco veicolare è risultata pari a circa 49,2 milioni di veicoli, tra cui: 37,1 milioni di autovetture, 6,5 milioni di motocicli, 3,9 milioni di autocarri per merci, 97.914 autobus. Tra le autovetture la predominanza è netta per l'alimentazione a benzina (51%) e gasolio (41%), seguono le alimentazioni ibride benzina/GPL (6%) e benzina/metano (2%). Allo stato attuale, la presenza di veicoli elettrici avanzati (PHEV, BEV, FCEV) è pressoché nulla. (Annuario Statistico ACI 2015)

La definizione degli obiettivi nazionali è basata su una modellazione analitica di dettaglio estesa fino al 2050, prendendo in considerazione i seguenti aspetti:

- obiettivi ambientali per la riduzione dei gas serra e delle emissioni inquinanti;
- futura flotta di veicoli alternativi attesi per diversi orizzonti temporali e stima della domanda futura di idrogeno[4];
- produzione dell'idrogeno e aumento della rete di alimentazione (cioè l'implementazione di un'infrastruttura adeguata) per favorire lo sviluppo della mobilità alternativa e, di conseguenza, per soddisfare le future esigenze della domanda.

L'intera analisi è stata scomposta nelle seguenti aree:

1. Dimensionamento del parco veicoli FCEV;
2. Produzione dell'idrogeno per il settore dei trasporti;
3. Integrazione delle rinnovabili elettriche;
4. Dimensionamento delle stazioni di rifornimento;

---

[2] I dati del bilancio energetico nazionale MiSE

[3] I dati delle emissioni di gas ad effetto serra sono di fonte UNFCCC così come comunicati per l'Italia da ISPRA secondo il mandato stabilito dal Decreto legislativo 51/2008

[4] Lo scenario di introduzione dell'idrogeno nella mobilità italiana (denominato Scenario MobilitàH2IT), proposto in questa sezione è stato modellato tenendo conto degli studi di riferimento illustrati nel precedente Capitolo, adattandoli al contesto italiano

5. La prospettiva del consumatore;
6. Riduzione delle emissioni di $CO_2$ e di altri inquinanti dannosi alla salute umana;
7. Misure di sostegno allo sviluppo dell'idrogeno.

### 4.1 DIMENSIONAMENTO DEL PARCO VEICOLI FCEV

La vendita di autovetture FCEV proposta nello Scenario MobilitàH2IT è riportata in Figura 11 per il contesto italiano[5]. Lo scenario di vendita in Italia delle autovetture FCEV pone come punto di partenza un'introduzione di 1.000 autovetture entro il 2020, per poi raggiungere uno stock di circa 27.000 al 2025 (0,1% del parco veicoli italiano), circa 290.000 al 2030 (0,7% del parco veicoli italiano) e circa 8,5 Milioni al 2050 (20% del parco veicoli italiano).

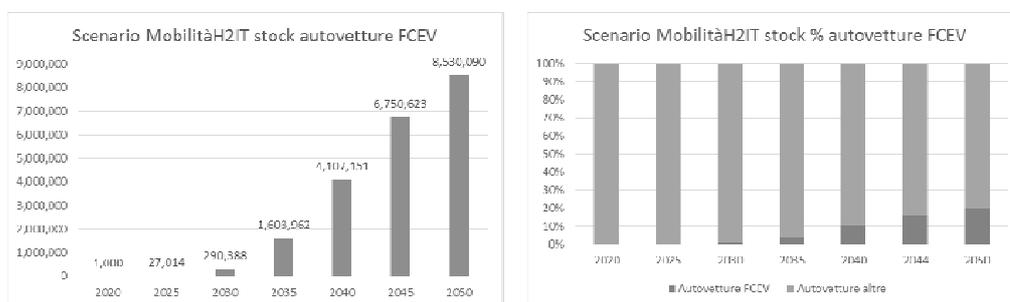



**Figura 11: Scenario MobilitàH2IT, stock autovetture FCEV fino al 2050**

Passando agli autobus, lo scenario di ramp-up italiano è indicato in Figura 12[6]. Lo scenario di vendita in Italia degli autobus FCEV prevede obiettivi più ambizioni rispetto alle autovetture. Gli operatori del trasporto pubblico, attivi in ambito cittadino, dovranno infatti garantire un ruolo guida nella transizione verso una mobilità alternativa, specialmente nelle prime fasi di mercato. Il punto di partenza è posto nell'introduzione di 100 autobus entro il 2020, per poi raggiungere uno stock di circa 1.100 al 2025 (1,1 % dello stock totale), circa 3.700 al 2030 (3,8 % dello stock totale) e circa 23.000 al 2050 (25,0 % dello stock totale).

[5] Nel calcolo dello stock autovetture FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni
[6] Nel calcolo dello stock autobus FCEV è stato considerato un life-time di 12 anni

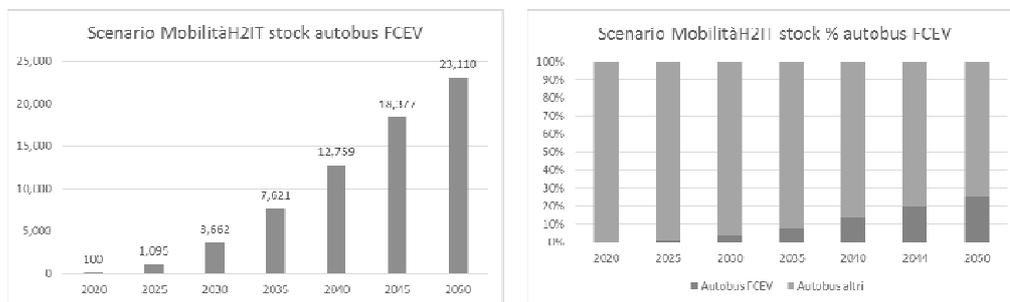



**Figura 12: Scenario MobilitàH2IT, stock autobus FCEV fino al 2050**

Un notevole miglioramento nella fuel economy delle autovetture e degli autobus FCEV è atteso fino al 2050, incrementando la competitività con i veicoli convenzionali ICE, soggetti anch'essi a miglioramenti ma in maniera meno marcata. Questo fa si che la percentuale di finanziamento per gli acquirenti (eco-bonus), nella copertura del costo addizionale dei veicoli FCEV, potrà essere ridotta progressivamente.

La domanda di idrogeno alla pompa delle autovetture FCEV e degli autobus FCEV introdotti nello Scenario MobilitàH2IT, è indicata in Figura 13. Al 2020 è prevista una domanda alla pompa di circa 2.000 kg/giorno, portata a circa 25.600 kg/giorno al 2025.

| | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Autobus FCEV | 585 | 6,101 | 19,232 | 38,899 | 62,853 | 87,237 | 105,915 |
| Autovetture FCEV | 129 | 3,228 | 31,250 | 161,286 | 395,537 | 633,211 | 765,147 |

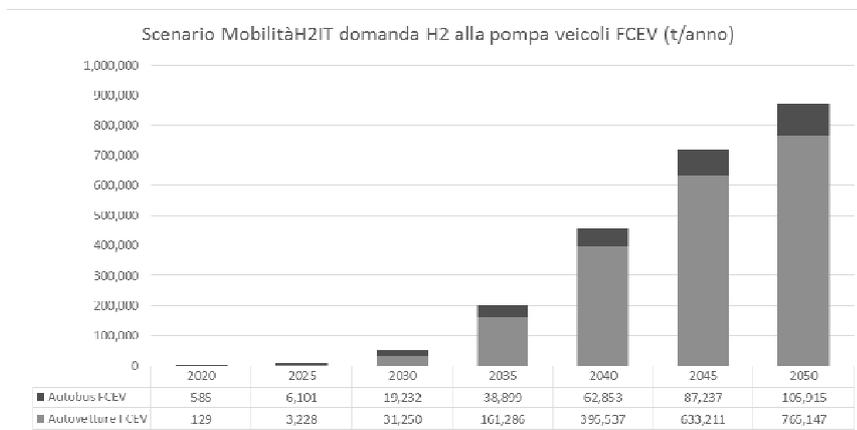



**Figura 13: Scenario MobilitàH2IT, domanda H2 alla pompa veicoli FCEV fino al 2050**

## 4.2 PRODUZIONE DELL'IDROGENO PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Negli scenari proposti l'idrogeno può essere prodotto secondo quattro diverse modalità operative:

1) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati mediante SMR (H2 da SMR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;
2) Produzione di idrogeno in impianti centralizzati mediante elettrolisi da rinnovabili (H2 da ELR C) e trasporto gassoso su camion fino alla stazione di rifornimento;
3) Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica da rete (H2 da ELG OS);
4) Produzione di idrogeno on-site nella stazione di rifornimento mediante elettrolisi con energia elettrica rinnovabile (H2 da ELR OS).

Attualmente, più del 95% dell'idrogeno viene prodotto da fonti fossili. La produzione centralizzata di idrogeno da SMR, a basso costo, permetterà di agevolare il periodo di transizione iniziale 2020-2030. Superata questa fase tutta la nuova produzione di idrogeno avverrà mediante elettrolisi. In particolare dovrà essere particolarmente incentivato l'utilizzo di energia rinnovabile prodotta on-site (autoconsumo). Lo Scenario MobilitàH2IT prevede una rapida transizione verso una produzione di idrogeno "green" da elettrolisi e il raggiungimento di risultati ambizioni in termini di:

1) Maggior contributo dei veicoli FCEV nella riduzione delle emissioni di CO2;
2) Maggior indipendenza energetica nazionale;
3) Maggior potenzialità di integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico).

La produzione di idrogeno, con relativo mix, nello Scenario MobilitàH2IT è indicata in Figura 14. Al 2020 è prevista una domanda di produzione pari a circa 2.500 kg/giorno (circa 1.500 kg/giorno da SMR e circa 1.000 kg/giorno da elettrolisi), portata a circa 32.000 kg/giorno al 2025 (circa 12.800 kg/giorno da SMR e circa 19.200 kg/giorno da elettrolisi).

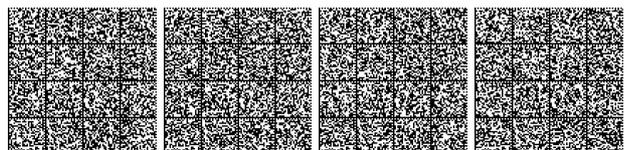
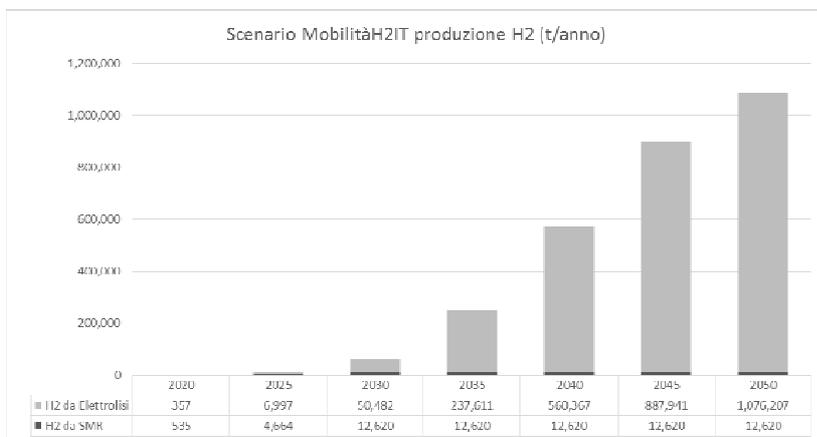



**Figura 14: Scenario MobilitàH2IT, produzione H2 fino al 2050**

In Figura 15 sono stati analizzati e comparati i costi di produzione e trasporto dell'idrogeno nelle quattro modalità operative precedentemente descritte. Il costo di produzione e trasporto dell'idrogeno è calcolato sulla base di parametri economici quali i costi di investimento (CAPEX), costi finanziari, costi dell'energia primaria (gas ed elettricità), costi operativi e di manutenzione (OPEX), margine di guadagno sulla produzione, costi di trasporto e margine di guadagno sul trasporto, così come sulla base di parametri tecnici quali l'efficienza di conversione e il life-time.

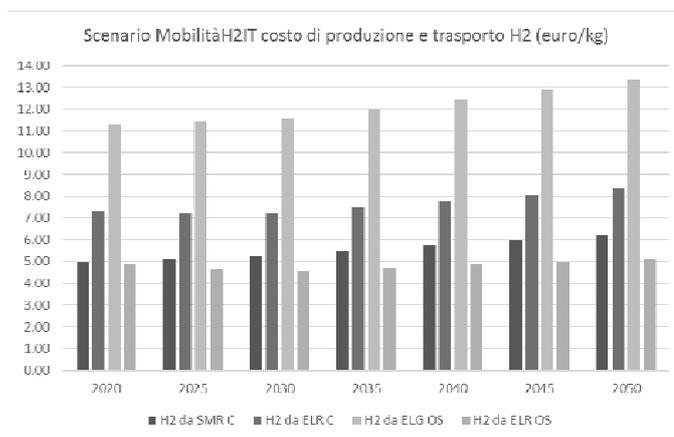



**Figura 15: Scenario MobilitàH2IT, costo di produzione e trasporto H2 fino al 2050**

### 4.3 INTEGRAZIONE DELLE RINNOVABILI ELETTRICHE

La produzione di idrogeno da energia elettrica e lo stoccaggio in forma gassosa o liquefatta potrebbe rappresentare una valida opzione per aumentare la flessibilità del sistema energetico, consentendo l'integrazione di elevate quote di fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico, eolico). In particolare potrebbe essere di grande interesse l’accumulo mediante power to fuel: l'elettricità viene trasformata in idrogeno utilizzato poi come combustibile per FCEV nel settore dei trasporti. La Figura 16 quantifica il potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche offerto nello Scenario MobilitàH2IT: circa 2,3 TWh/anno al 2030, circa 24,7 TWh/anno al 2040, circa 47 TWh/anno al 2050.

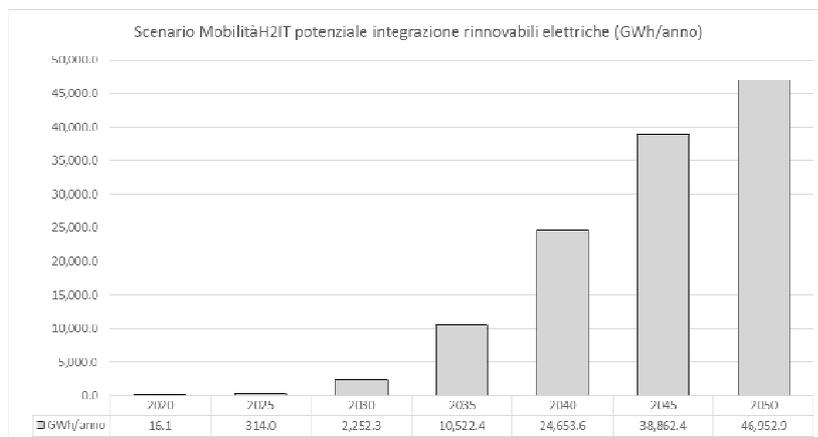



**Figura 16: Scenario MobilitàH2IT, potenziale di integrazione delle rinnovabili elettriche fino al 2050**

# 5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO

La configurazione dell'infrastruttura di rifornimento è determinata da molti parametri, tra cui: la domanda di idrogeno, la densità di popolazione dell'ambiente urbano, ipotesi sulla necessaria prossimità di una stazione rispetto ad un'altra per i consumatori. Per necessità operative, autovetture e autobus saranno serviti da stazioni di rifornimento diverse.
Le stazioni più piccole saranno costruite nelle due fasi iniziali di captive fleet (2020-2022 e 2023-2025), a servizio di piccole flotte di veicoli. Nella prima fase 2020-2022 si prevedono captive fleets fino a 99-109 autovetture e fino a 10-11 autobus, con stazioni rispettivamente da 50 kg/giorno e 200 kg/giorno. Nella seconda fase 2023-2025 si prevedono captive fleets fino a 222-229 autovetture e fino a 29 autobus, con stazioni rispettivamente da 100 kg/giorno e 500 kg/giorno. La costruzione di piccole stazioni permette il rapido raggiungimento di una copertura minima delle principali arterie di trasporto (TEN-T) e dei principali centri abitati, garantendo il successivo passaggio alla mass transportation. Dopo questa fase iniziale è prevista solamente la costruzione di stazioni di grande taglia, 500 kg/giorno per le autovetture (in grado di rifornire fino a 1169 autovetture/giorno al 2026) e 1000 kg/giorno per gli autobus (in grado di rifornire fino a 60 autobus/giorno al 2026), economicamente attrattive per gli operatori del settore.
L'approccio captive fleet permette i seguenti benefici:

- I mezzi di trasporto e le stazioni di rifornimento dell'idrogeno saranno sviluppati una volta identificato un numero sufficiente di clienti locali;
- Un adeguato fattore di carico (AL) per le stazioni di rifornimento già dai primi anni, evitando rischi di sottoutilizzo;
- Notevole riduzione della necessità di investimento.

Le captive fleet sono flotte di veicoli con modelli di guida e di rifornimento prevedibili. Ogni flotta fa riferimento ad una specifica stazione di rifornimento. Esempi di captive fleet sono le flotte di taxi, veicoli per la consegna della merce, le flotte di veicoli per i dipendenti comunali, per le forze dell'ordine, veicoli della posta, flotte di veicoli aziendali. Tali utenze devono essere coinvolte per il successo della prima fase di introduzione sul mercato.

Lo Scenario MobilitàH2IT utilizza le seguenti assunzioni per quanto riguarda le stazioni di rifornimento dell'idrogeno:

- annual load factor (AL) delle stazioni di rifornimento pari al 70 % fino al 2020 e al 75% nel periodo successivo per le autovetture e 80% fino al 2020 e 90 % nel periodo successivo per gli autobus;
- costi finanziari pari al 7 % (Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015),
- margine di guadagno per le stazioni di rifornimento pari al 20 %.

Numero e tipologia delle stazioni di rifornimento, per autovetture FCEV e autobus FCEV, nello Scenario MobilitàH2IT è indicato in Figura 17.

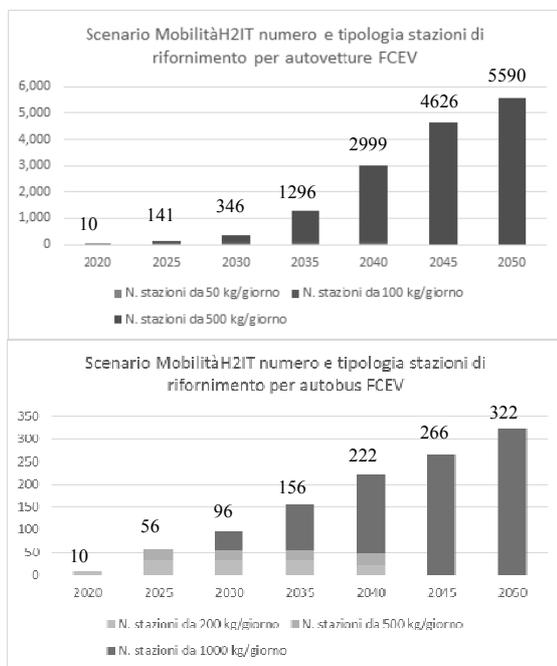



**Figura 17: Scenario MobilitàH2IT, numero e tipologia stazioni rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV fino al 2050**

In Figura 18 e in Figura 19 è indicata una possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento per autovetture FCEV e autobus FCEV previste al 2020 e al 2025. La scelta dell'ubicazione rispetta i seguenti criteri:

- città già attive o in fase progettuale avanzata per la sperimentazione del trasporto idrogeno, alla data di redazione del presente documento (Bolzano, Milano, Sanremo, Roma, Venezia, Brunico, Rovereto);
- popolazione residente nel comune (priorità ai comuni con maggior popolazione, dati ISTAT 2015).

Le Figura 18 e la Figura 19 ipotizzano una possibile distribuzione territoriale delle stazioni di rifornimento dell'idrogeno. L'effettiva ubicazione dipenderà infatti dall'adesione delle città ai bandi di finanziamento appositamente promosse a livello europeo, nazionale e regionale.

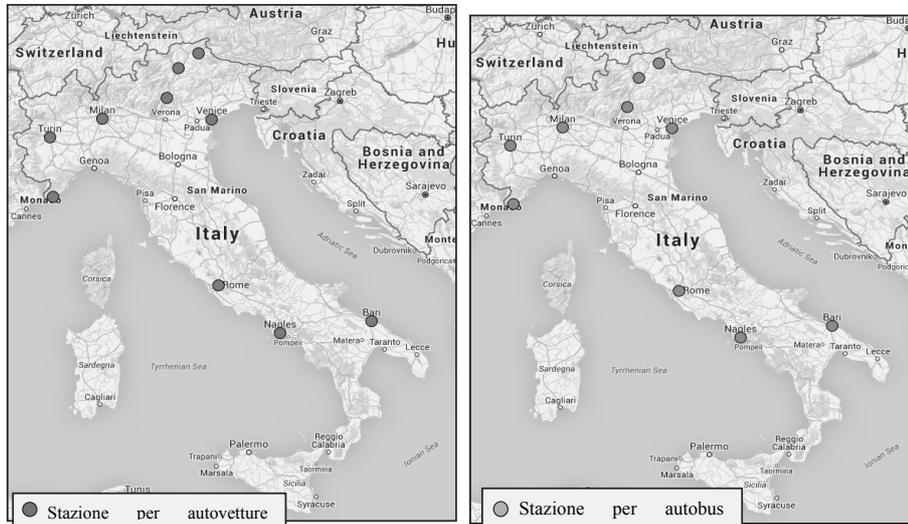



**Figura 18: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2020 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)**

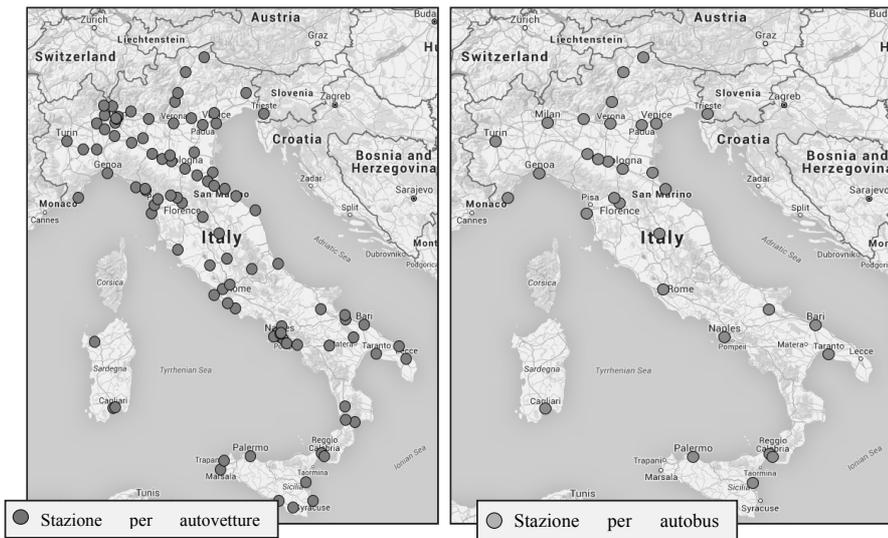
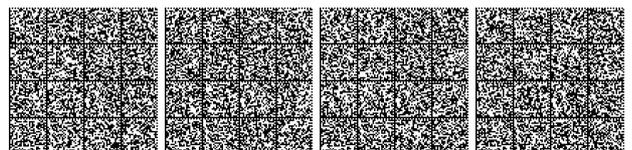



**Figura 19: Possibile ubicazione delle stazioni di rifornimento previste al 2025 per autovetture FCEV (sx) e autobus FCEV (dx)**

Per quanto riguarda le autovetture, l'infrastruttura prevista dallo scenario a fine 2020 permette solamente l'attività di un numero limitato di captive fleets in alcune città italiane, a fine 2025 invece l'infrastruttura prevista dallo scenario appare adeguata per una vera e propria mass transportation. L'ubicazione delle stazioni sarebbe ben collocata rispetto alla rete TEN-T e alla rete autostradale italiana.

# 6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'

## 6.1 LA PROSPETTIVA DEL CONSUMATORE

Come facilmente prevedibile, tra le modalità considerate, l'idrogeno più economico è quello prodotto mediante elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, in stazioni di grandi dimensioni (500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus).
Al fine di valutare la competitività del vettore idrogeno rispetto al concorrenziale diesel, è stato valutato il costo per la percorrenza di 100 km per autovetture e autobus FCEV e per autovetture e autobus diesel. Il costo per la percorrenza di 100 km dipende dal costo del vettore energetico alla pompa e dalla fuel economy del veicolo.
Per le autovetture, nella prima fase 2020-2022, nonostante l'utilizzo di stazioni di piccole dimensioni (50 kg/giorno) e gli elevati costi di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione, i costi del vettore idrogeno sono alla pari con il vettore diesel nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, mentre sono superiori di circa 2 euro/100 km in modalità "H2 da ELR C" e di circa 6 euro/100 km in modalità "H2 da ELG OS". Nella seconda fase, cioè dal 2023, il passaggio a stazioni più grandi, dapprima 100 kg/giorno e poi 500 kg/giorno, nonché la rapida e notevole diminuzione del costo di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione rende il vettore idrogeno ancor più conveniente rispetto al vettore diesel, da subito anche in modalità "H2 da ELR C", poco prima del 2030 nella modalità "H2 da ELG OS".
Per gli autobus, già dal 2020 (stazioni 200 kg/giorno) il vettore idrogeno è più conveniente rispetto al vettore diesel nella produzione da elettrolisi on-site con autoconsumo da rinnovabili e mediante SMR centralizzato, mentre è più costoso sia in modalità "H2 da ELR C" che in modalità "H2 da ELG OS". Dal 2025, il passaggio a stazioni da 1000 kg/giorno, nonché la rapida e notevole diminuzione del costo di mercato di tutte le componenti di produzione/distribuzione rende il vettore idrogeno più conveniente rispetto al vettore diesel anche nella modalità "H2 da ELR C".
Riassumendo, la competitività del vettore idrogeno si manifesterà in tempi rapidi, già nella fase inizale con captive fleets, ancor più nel momento in cui si raggiungerà la maturità commerciale e l'idrogeno sarà distribuito in stazioni di grandi dimensioni (a partire dal 2025 con stazioni da 500 kg/giorno per le autovetture e 1000 kg/giorno per gli autobus).

## 6.2 RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO2 E DI ALTRI INQUINANTI DANNOSI ALLA SALUTE UMANA

Occorre sottolineare che la produzione di idrogeno mediante elettrolisi da fonti energetiche rinnovabili è priva di emissioni di $CO_2$.

La potenzialità di riduzione delle emissioni di $CO_2$ nello Scenario MobilitàH2IT (Figura 20) è stata calcolata comparando le emissioni per il mix di produzione di idrogeno destinato ai veicoli FCEV rispetto alle emissioni dei veicoli diesel di ultima generazione (Reference

Scenario). Per lo Scenario MobilitàH2IT si sono ipotizzate due opzioni: (1) la produzione da elettrolisi avviene con elettricità solo da rete elettrica con mix nazionale, (2) la produzione da elettrolisi avviene con elettricità solo da produzione rinnovabile. Nel Reference Scenario, per le autovetture diesel lo standard di riferimento è quello raggiunto dai nuovi veicoli venduti in Unione Europea nel 2014 (123,4 $gCO_2$/km), per gli autobus lo standard EURO VI (1.200 $gCO_2$/km). Al 2020, la riduzione delle emissioni di $CO_2$ garantite dalla mobilità idrogeno, rispetto allo stato attuale del Reference Scenario, è in un range tra 269 e 5.066 t/anno, per poi raggiungere un range tra circa 8.000 e 92.000 t/anno al 2025, circa 116.000 – 655.000 t/anno al 2030 e circa 12 - 15 Mt/anno al 2050.

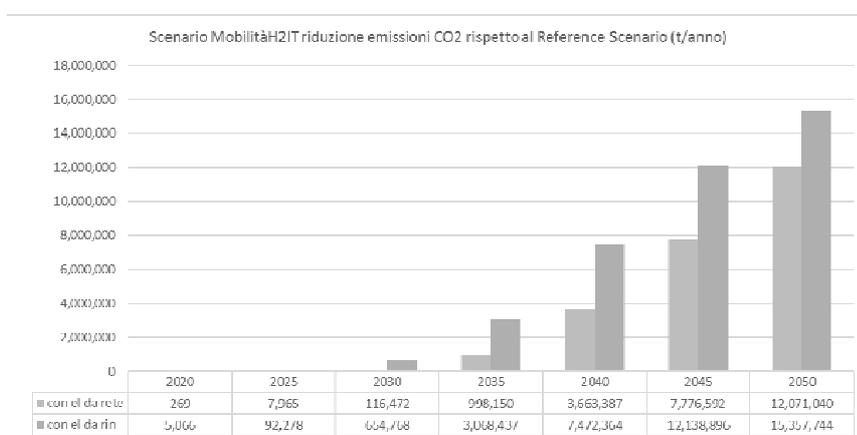
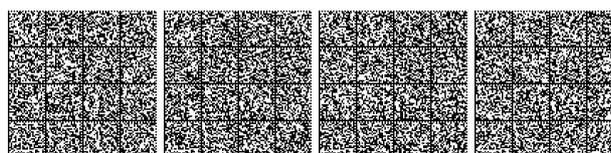



**Figura 20: Scenario MobilitàH2IT, riduzione delle emissioni di $CO_2$ rispetto al Reference Scenario fino al 2050**

In Tabella 2 viene invece riportato il potenziale di riduzione dei principali inquinanti atmosferici grazie all'applicazione dello Scenario MobilitàH2IT.

**Tabella 2: Scenario MobilitàH2IT, riduzione dei principali inquinanti atmosferici attribuiti al trasporto su strada fino al 2050**

| Riduzione emissioni | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2045 | 2050 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| SO2 (kg/anno) | 10 | 265 | 2.847 | 15.725 | 40.267 | 66.183 | 83.629 |
| NOx (t/anno) | 49 | 627 | 3.159 | 11.886 | 27.455 | 43.981 | 55.525 |
| CO (t/anno) | 25 | 473 | 4.033 | 20.644 | 51.986 | 85.109 | 107.530 |
| PM10 (kg/anno) | 964 | 13.543 | 82.551 | 358.016 | 864.228 | 1.400.315 | 1.768.572 |

# 7 MISURE DI SOSTEGNO

## 7.1 MISURE DI SOSTEGNO ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO E BARRIERE

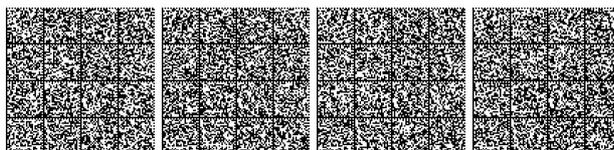
Al fine di promuovere l'idrogeno e lo sviluppo delle relative infrastrutture, appare necessario ed indispensabile mettere in campo diverse azioni/misure.
In particolare sono di grande rilevanza le misure, legislative, regolamentari /amministrative, finanziarie e di comunicazione e la disponibilità di incentivi pubblici europei, nazionali, regionali e locali così come di investimenti privati. Si segnalano in particolare il programma quadro Horizon 2020, i Fondi strutturali e di investimento europei, gli orientamenti della rete transeuropea di trasporto (TEN-T), e le iniziative della Banca Europea per gli Investimenti (BEI) ed in particolare del Fondo "European Local ENergy Assistance" http://www.eib.org/products/advising/elena/index.htm)
Lo Scenario MobilitàH2IT indica una partecipazione nella quota di finanziamenti pubblici UE&IT al 60% da fondi comunitari europei e al 40% da fondi nazionali

## 7.2 BARRIERE ALLO SVILUPPO DELL'IDROGENO

Considerando le prospettive tecnologiche e di mercato, almeno fino al 2030, appaiono non trascurabili sulla effettiva realizzazione dello scenario illustrato due barriere finanziarie:

1) L'investimento nell'acquisto dei costosi veicoli FCEV;
2) L'investimento nella realizzazione degli impianti di produzione e nelle stazioni di distribuzione dell'idrogeno.

Non è infatti possibile sviluppare un mercato per i veicoli FCEV senza un'adeguata infrastruttura di produzione e distribuzione dell'idrogeno e viceversa, non è sostenibile sviluppare un'infrastruttura di produzione e distribuzione dell'idrogeno senza una domanda da parte di veicoli FCEV in circolazione.
Relativamente al primo punto si stima idonea una copertura pubblica sul costo addizionale delle autovetture e degli autobus FCEV mentre, relativamente al secondo punto, al fine di ridurre il rischio di investimento associato allo sviluppo degli impianti di produzione e delle stazioni rifornimento dell'idrogeno, sarebbe altresì funzionale un sostegno pubblico:

- per le stazioni di rifornimento:
  - ✓ 40% fino 2020,
  - ✓ 35% dal 2021 al 2025,
  - ✓ 30% dal 2026 al 2030,
  - ✓ 20% dal 2031 al 2035,
  - ✓ 10% dal 2036 al 2040,
  - ✓ 5% dal 2041 al 2050;
- per gli impianti di produzione da SMR:
  - ✓ 15% fino al 2025,
  - ✓ 10% nel periodo 2026-2030;
- per gli impianti di produzione da elettrolisi:
  - ✓ 40% fino 2020,

- ✓ 35% dal 2021 al 2025,
- ✓ 30% dal 2026 al 2030,
- ✓ 25% dal 2031 al 2035,
- ✓ 20% dal 2036 al 2040,
- ✓ 15% dal 2041 al 2050.

Per la riuscita dello Scenario MobilitàH2IT sono stimati opportuni finanziamenti pubblici europei ed nazionali (compresi gli Enti locali) pari a circa 47 M€ fino al 2020 e circa 419 M€ nel successivo periodo 2021-2025, di cui 60% da fondi comunitari europei e 40 % da fondi nazionali italiani compresi gli Enti locali (
Figura 21).

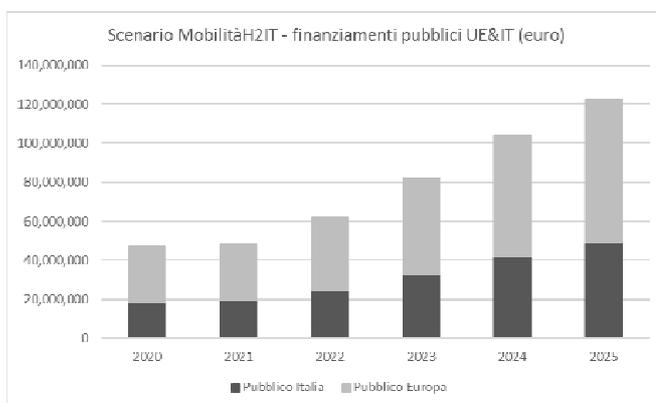
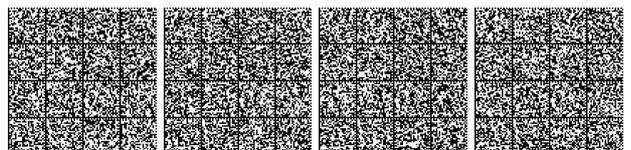



**Figura 21: Scenario MobilitàH2IT, finanziamenti pubblici Europei e Nazionali necessari fino al 2025**

**Al momento, tuttavia, non è previsto alcun impegno finanziario per la implementazione di tale scenario MobilitàH2IT che, pertanto, deve intendersi come mero scenario potenziale che si realizzerebbe in presenza di tutte le condizioni riportate nello stesso ed in particolare della disponibilità di fondi pubblici nazionali, regionali e locali per finanziarne la prevista parte pubblica.**

## 7.3 MISURE GIURIDICHE

Lo sviluppo della mobilità terrestre a idrogeno e fuel-cell è oggetto di un intenso lavoro di standardizzazione a livello internazionale, giunto oramai nella fase terminale.
Il punto 2.3 dell'allegato II della Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi stabilisce che *"I punti di rifornimento di idrogeno utilizzano algoritmi per i carburanti e apparecchiature conformi alla norma ISO/TS 20100 relativa all'idrogeno allo stato gassoso utilizzato come combustibile".*

Proprio per evitare una frammentazione delle competenze, ISO ha deciso di sviluppare in parallelo un intero pacchetto di standard che coprano tutti gli aspetti tecnici e di sicurezza riguardanti il rifornimento dei veicoli a idrogeno e fuel-cell. Questo approccio è stato seguito proprio per assicurare il massimo livello di sicurezza in tutto il sistema.
Attualmente (maggio 2016) i lavori di revisione della norma ISO/TS 20100 curati da ISO/TC 197 (Hydrogen (Technologies) hanno portato al suo ritiro e all'elaborazione della ISO/PRF TS 19880.
In particolare, la *ISO 19880-1: Gaseous hydrogen fueling stations - General requirements* raccomanderà le caratteristiche progettuali minime per garantire la sicurezza e, ove appropriato, le prestazioni delle stazioni di rifornimento pubbliche e "non pubbliche" (cioè per esempio quelle riservate al rifornimento di mezzi di trasporto pubblici) che forniscono idrogeno gassoso per veicoli di trasporto leggero (veicoli elettrici a fuel cell). Gli impegni iniziali sono proprio dedicati al rifornimento dei veicoli leggeri, ma una versione successiva sarà focalizzata anche sull'impiego per gli autobus e i carrelli elevatori. Lo standard (inizialmente diffuso come Technical Report, approvato in data 5 ottobre 2015, per raccogliere eventuali osservazioni dagli utilizzatori) sintetizza l'attuale esperienza e conoscenza nell'ambito del rifornimento con idrogeno, incluse le distanze di sicurezza suggerite e le alternative per i protocolli di rifornimento.
La *ISO 19880-2: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Dispensers* fornisce le prescrizioni e i metodi di test della sicurezza per stazioni di rifornimento complete con idrogeno gassoso sia alla pressione di 35 MPa (350 bar) sia alla pressione di 70 MPa (700 bar).
La *ISO 19880-3: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Valves* fornisce le prescrizioni e i metodi di test delle prestazioni di sicurezza delle valvole per gas idrogeno ad alta pressione (1 MPa e oltre) installate presso le stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.
La *ISO 19880-4: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Compressors* contiene le prescrizioni di sicurezza relative ai materiali, alla progettazione, alla costruzione e alla verifica di sistemi di compressione di idrogeno gassoso utilizzati nelle stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.
La *ISO 19880-5: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Hoses* considera le prescrizioni relative alle manichette per idrogeno gassoso e le giunzioni di manichette impiegate per collegare il distributore alla pistola di rifornimento, ma anche a quelle utilizzate per le linee di spurgo del gas in zona sicura e quelle flessibili da poter utilizzare in altri punti dove è richiesta la flessibilità del collegamento.
La *ISO 19880-6: Gaseous hydrogen - Fueling stations – Fittings* specifica metodi uniformi per la valutazione e la verifica delle prestazioni dei raccordi, inclusi connettori e chiusure terminali utilizzati nelle stazioni di rifornimento per idrogeno gassoso.
Recentemente, sono anche partiti i lavori per lo sviluppo di altri due standard: *ISO 19880-7: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Fueling protocols* e *ISO 19880-8: Gaseous hydrogen - Fueling stations - Hydrogen quality control.*
In Europa, oltre alla ISO 19880-1 in fase di pubblicazione, lo stato dell'arte dell'esperienza di settore può essere individuato nel documento EIGA (European Industrial Gases Association) IGC *DOC 15/06/E "Gaseous Hydrogen Stations"*. Il settore dei gas industriali ha un'esperienza secolare nel trasporto e stoccaggio dell'idrogeno, vantando livelli di sicurezza fra i migliori in campo industriale (con un indice di frequenza infortuni medio europeo dell'intero settore gas industriali e medicinali inferiore a 2 eventi per milione di ore lavorate).

Sebbene il documento sia orientato alle installazioni di idrogeno per impiego industriale, esso riassume le migliori tecniche e pratiche disponibili atte a garantire la massima sicurezza nelle operazioni di compressione, purificazione, riempimento e stoccaggio di idrogeno gassoso.
I recipienti a pressione con materiali metallici sono progettati e fabbricati in Europa con normative, quali AD2000 Merkblatt o EN 13445, consolidate da anni di esperienza, con le quali vengono garantiti i requisiti di sicurezza richiesti dalla Direttiva Apparecchi a Pressione (PED, Pressure Equipment Directive) 97/23/CE, emanata dalla Comunità Europea, e recepita in Italia con il Decreto Legislativo n° 93/2000.
Riguardo ai recipienti per gas a 700 bar collocati sui veicoli esiste la specifica tecnica *ISO/TS 15869* del 2009 intitolata *"Gaseous hydrogen and hydrogen blends - Land vehicle fuel tanks"*. Un altro standard di riferimento è il *"SAE J 2579 Compressed Hydrogen Vehicle Fuel Containers"*. In Europa le prescrizioni di sicurezza sono coperte dal *"Regolamento (CE) N. 79/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 gennaio 2009 relativo all'omologazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno e che modifica la direttiva 2007/46/CE"*. La pressione di scoppio ammessa per questi recipienti è superiore al doppio della pressione normale di esercizio.
Maggiori dettagli sugli aspetti omologativi dei veicoli a idrogeno sono contenuti nel *"Regolamento (UE) N. 406/2010 della Commissione del 26 aprile 2010 recante disposizioni di applicazione del regolamento (CE) n. 79/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio relativo all'omologazione di veicoli a motore alimentati a idrogeno"*.
Come già detto, l'Italia ha cominciato a occuparsi di mobilità a idrogeno fin dal 2002 e degno di nota è il lavoro di collaborazione portato avanti dall'Università di Pisa con i settori industriali e i Vigili del Fuoco. Ciò ha portato nel 2006 alla pubblicazione del *Decreto del Ministero dell'Interno 31 agosto 2006 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, costruzione ed esercizio degli impianti di distribuzione di idrogeno per autotrazione"*.
A livello italiano esistono allo stato attuale delle condizioni di legge più restrittive di quelle applicate negli altri Paesi e questo ha fatto sì che, in una prima fase, le case automobilistiche abbiano scartato l'Italia come mercato di sbocco iniziale delle auto a fuel-cell che saranno distribuite nei prossimi anni.
In particolare, la pubblicazione del Decreto 31 agosto 2006 avvenuta prima dei più recenti e concreti sviluppi tecnologici a livello internazionale prevede una limitazione a 350 bar della pressione di compressione ed erogazione di idrogeno presso le stazioni di servizio e sui veicoli.
Tale limitazione potrà essere superata alla luce dei nuovi criteri di costruzione dei recipienti e di omologazione dei veicoli previsti dalle normative europee.
Tale normativa antincendio sarà pertanto rivista entro il 18 novembre 2017 per tener conto dei nuovi standard internazionali sui criteri costruttivi delle stazioni di rifornimento di idrogeno gassoso.

# 8 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO

In accordo con il punto (10) delle considerazioni inziali e l'articolo 3, comma 1 della Direttiva, laddove la continuità extraterritoriale dell'infrastruttura ovvero la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuno collaborare con gli Stati Membri limitrofi coinvolti al fine di garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura per i combustibili alternativi.

Al fine di valutare la necessità di detta continuità transfrontaliera, ai sensi dell'articolo 5, comma 1 della Direttiva, particolare attenzione potrà essere data ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

La valutazione della necessità e delle eventuali modalità da adottare per garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura così come l'eventuale sviluppo di progetti pilota e/o progetti infrastrutturali potrebbe essere fatta tenendo in considerazione, per quanto pratico ed applicabile, anche i risultati dei progetti europei di collaborazione transfrontaliera conclusi o in itinere quali, a titolo d'esempio, quelli co-finanziati a valere sui bandi TEN-T ovvero CEF, una lista non esaustiva dei quali, aggiornata al Dicembre 2015, è fornita nel seguito:

**Tabella 3: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione dell'idrogeno per il trasporto**

| TITOLO | IDENTIFICATIVO | INIZO | FINE | PILOTA O STUDIO |
|---|---|---|---|---|
| EAS HYMOB | 2014-Fr-Ta-0519-S | 01/2016 | 12/2018 | Pilota |
| H2NODES - evolution of a European hydrogen refuelling station network by mobilising the local demand and value chains | 2014-EU-TM-0643-S | 03/2014 | 12/2018 | Pilota |
| COHRS - Connecting Hydrogen Refuelling Stations | 2014-EU-TM-0318-S | 09/2015 | 06/2019 | Pilota |
| HIT2 Corridors | 2013-EU-92077-S | 03/2014 | 12/2015 | Pilota |
| HIT - (Hydrogen Infrastructure for Transport) | 2011-EU-92130-S | 04/2012 | 12/2014 | Pilota |

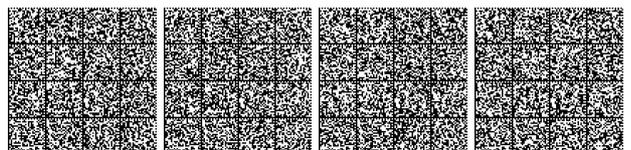
A completamento di quanto precedentemente riportato va ricordata l'iniziativa MEHRLIN (Models for Economic Hydrogen Refuelling Infrastructure) che vede coinvolta anche l'Italia e che mira alla realizzazione di n. 8 stazioni di rifornimento di idrogeno di 4 alimentate ad idrogeno di produzione elettrolitica tramite energia rinnovabile. Il progetto include aspetti innvativi quali: da un punto di vista HW soluzioni per l'accumulo di idrogeno a base idruri metallici, da un punto di vista gestionale lo sviluppo di un nuovo modello operativo e da un punto di vista tecnologico lo sviluppo di un nuovo modello integrativo per l'elettromobilità a base di cella a combustibile e a base di batterie. Per l'Italia è coinvolta la città di Brunico sita lungo il Corridoio Scan - Med e il Corridoio Verde del Brennero per l'istallazione di una nuova stazione di ricarica che funzionerà a punto di collegamento ed accesso agli altri Corridoi europei come il Mediterraneo ed il Baltico Adriatico.

# 9 ABBREVIAZIONI, ACRONIMI, UNITÀ DI MISURA E BIBLIOGRAFIA

## 9.1 ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AL: annual load factor
BEV: battery electric vehicle
CAPEX: costi di investimento
DSM: demand side management
FC: fuel cell
FCEV: fuel cell electric vehicle
FER: fonti energetiche rinnovabili
GPL: gas di petrolio liquefatto
HEV: hybrid electric vehicle
ICE: internal combustion engine
OPEX: costi operativi e di manutenzione
PHEV: plug-in hybrid electric vehicle
RES: renewable energy sources
SEF: standard emission factor
SMR: steam methane reforming
T&D: transmission and distribution
TCO: total cost of ownership
VRE: variable renewable energy
WTW: well-to-wheel

## 9.2 UNITÀ DI MISURA

€: euro
g: grammi
GW: gigawatt
kg: kilogrammi
km: kilometri
ktep: kilo tonnellate equivalenti di petrolio
kW: kilowatt
kWh: kilowatt hour
l: litri

m: metri

MPa: megapascal

Mt: megatonne

MWh: megawatt hour

t: tonnellate

TWh: terawatt hour

## 9.3 BIBLIOGRAFIA

Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report. (s.d.).

Air quality in Europe. European Environmental Agency. 2015 Report. (s.d.).

Annuario Statistico ACI 2015. (s.d.).

Direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi . (s.d.).

En route pour un transport durable. Cambridge Econometrics. Novembre 2015. (s.d.).

Energia pulita per i trasporti: una strategia europea in materia di combustibili alternativi. Commissione europea. Gennaio 2013. (s.d.).

Fonti rinnovabili e rete elettrica in Italia. Considerazioni di base e scenari di evoluzione delle fonti rinnovabili elettriche in Italia. Falchetta Massimo. ENEA. 2014 . (s.d.).

Fuel Cell Electric Buses, Potential for Sustainable Public Transport in Europe. A Study for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. Settembre 2015. (s.d.).

Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013. (s.d.).

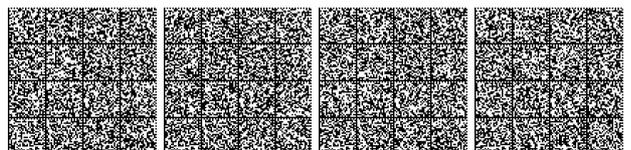
Hydro-gen: the energy transition in the making! Pierre-Etienne Franc, Pascal Mateo. Manifesto. 2015. . (s.d.).

Indagine conoscitiva sui prezzi finali dell'energia elettrica e del gas naturale. Memoria per l'audizione presso la 10° Commissione Industria, Commercio e Turismo del Senato della Repubblica. AEEG. Aprile 2015. (s.d.).

Le politiche dell'Unione europea: Trasporti. Commissione Europea. Novembre 2014. (s.d.).

LIBRO BIANCO, Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti - Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile. Commissione Europea. Marzo 2011 . (s.d.).

Mal'ARIA di città 2016. Legambiente. Gennaio 2016. (s.d.).

Mercato dei carburanti in Italia. Ministero dello Sviluppo Economico. (s.d.).

Newsletter del GME n.78 Gennaio 2015. (s.d.).

Regolamento (UE) N. 1291/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio che istituisce il programma quadro di ricerca e innovazione (2014-2020) - Orizzonte 2020. Commissione europea. Dicembre 2013. (s.d.).

Relazione finale del gruppo ad alto livello CARS 21. Commissione europea. 6 giugno 2012. (s.d.).

Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells. IEA. Giugno 2015. (s.d.).

## INDICE

## LISTA DELLE TABELLE

**Tabella No.**



## LISTA DELLE FIGURE

**Figura No.**

# 1 LE POLITICHE DELL’UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l’innovazione e l’efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l’Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l’import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

**Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT**

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell’aria anche tramite l’utilizzo del Gas Naturale Liquefatto (GNL).

# 2 LO STATO TECNOLOGICO

## 2.1 DEFINIZIONE, CARATTERISTICHE

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) è una miscela di idrocarburi, costituito prevalentemente da metano; altri componenti solitamente presenti sono l'etano, il propano e il butano. Tutti gli idrocarburi più complessi, i composti dello zolfo e il biossido di carbonio, vengono rimossi durante la produzione.

Il GNL è ottenuto infatti, per liquefazione del Gas Naturale (GN), quest'ultimo è una miscela complessa di idrocarburi, composta principalmente da metano, ma che generalmente include, in quantità sensibilmente minori, etano, propano, idrocarburi superiori, acido solfitrico e alcuni altri gas non combustibili come ad esempio azoto e anidride carbonica.

Il GN destinato alla liquefazione viene purificato nei paesi produttori dai gas acidi (CO2 e H2S) e dagli idrocarburi pesanti (C5+ e superiori), nonché da una buona parte di etano, propano e butani in quanto la loro presenza va fortemente limitata nel GNL, così come quella, tra gli altri, anche di acqua, mercurio e zolfo per ragioni tecniche (es. corrosione, rischi di solidificazione durante il raffreddamento).

Il gas naturale purificato viene quindi liquefatto a pressione atmosferica mediante raffreddamento fino a circa -160°C per ottenere il GNL che, occupando un volume circa 600 volte inferiore rispetto allo stato gassoso di partenza, può essere più agevolmente stoccato e trasportato; quindi, in linea di massima, il GN a sua volta derivato dalla rigassificazione del GNL, è più "leggero" e presenta una quantità inferiore di impurità rispetto al corrispondente GN prodotto dai giacimenti.

# 3 GLI SCENARI INTERNAZIONALI

## 3.1 MERCATO DEL GNL

A livello mondiale, nel 2014, il consumo di GNL è stato di circa 239 milioni di tonnellate. L'Asia rimane il principale driver della crescita dei consumi di GNL e, nell'ultimo decennio, ha visto raddoppiare le proprie importazioni. Il mercato asiatico rappresenta infatti il 75% della domanda mondiale di GNL. Giappone e Corea del Sud sono i due maggiori importatori mondiali e coprono il 70% della domanda asiatica di GNL. La Cina risulta oggi il terzo importatore e consuma circa il 10% del GNL richiesto dall'Asia.

Il GNL è stato prevalentemente utilizzato per la produzione di energia elettrica, per l'industria e per l'uso di clienti residenziali che non hanno accesso ad una rete di distribuzione.

L'uso del GNL come combustibile per il trasporto si sta ampliando significativamente negli ultimi anni, ma i volumi sono ancora relativamente piccoli. La maggior parte del combustibile viene utilizzato da veicoli pesanti o da auto alimentate a gas naturale compresso (GNC) ma si stanno diffondendo anche unità navali da carico e passeggeri, particolarmente in Scandinavia.

Una crescente sostituzione del diesel con il GNL è già realtà in paesi come l'Australia o gli Stati Uniti e l'utilizzo del GNL per alimentare locomotive è in fase di sperimentazione in Canada e negli Stati Uniti.

## 3.2 IL MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

La capacità di rigassificazione di GNL oggi esistente a livello mondiale è pari a circa 1.000 miliardi di metri cubi. Più del 50% di questa è concentrata in Asia. Da notare inoltre che, per molti degli impianti di rigassificazione americani esistenti sono previsti progetti di conversione a terminali di liquefazione, come conseguenza dello sviluppo dello shale gas.

La capacità nominale di liquefazione nel 2014 risultava pari a 298 milioni di tonnellate di GNL di cui il 63% in Medio Oriente e Africa. Ad oggi risultano in costruzione impianti per circa 128 milioni di tonnellate/anno di capacità addizionale, di cui il 45% e il 34% concentrati rispettivamente in Australia e negli Stati Uniti. Secondo quanto comunicato dagli operatori, tutti i progetti in costruzione dovrebbero entrare in esercizio entro il 2020 portando così la capacità di liquefazione complessiva a circa 425 Milioni di tonn/anno. Inoltre, altri progetti di liquefazione sono oggi in costruzione in Indonesia, Malesia, Colombia e Russia per un totale di 26,5 milioni di tonnellate/anno.

## 3.3 APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO DEL GNL

### 3.3.1 Principali esperienze nei Paesi che utilizzano il GNL nel trasporto marittimo e terrestre

Lo "Small Scale LNG" (o SSLNG) si definisce come la modalità attraverso la quale il GNL viene gestito in piccole/medie quantità direttamente in forma liquida. In tale ambito i servizi relativi allo SSLNG includono diversi segmenti di una filiera che coinvolge vari soggetti/operatori.

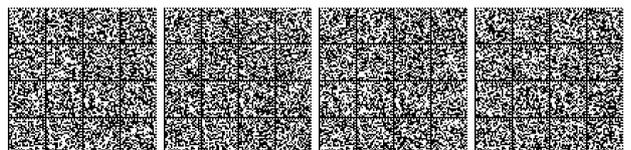
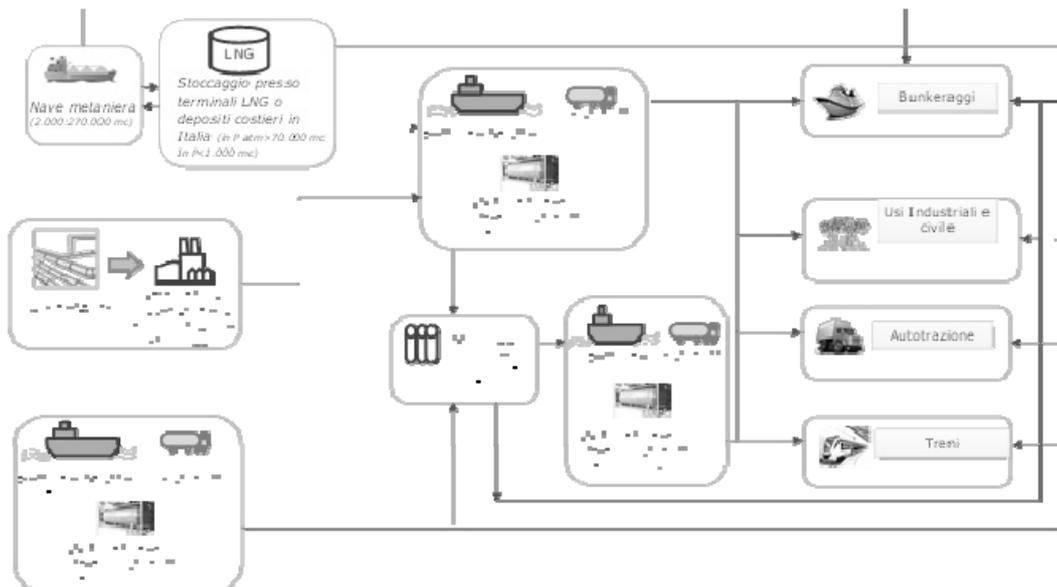
Con riferimento alla Figura 2, i servizi di tipo “Small Scale LNG”, già in essere o in fase di studio, possono essere forniti mediante le seguenti infrastrutture (o installazioni):

1. Terminali di rigassificazione, che offrono prevalentemente i seguenti servizi:

- Re-loading ovvero trasferimento di GNL dai serbatoi del terminale a navi metaniere;
- Ship to ship transfer (Allibo) ovvero trasferimento diretto di GNL da una nave ad un’altra;
- Caricamento di GNL su navi bunker (bettoline/shuttle);
- Caricamento di GNL su autobotti (o ISO-container);
- Caricamento di GNL su vagoni-cisterna ferroviari.

2. Navi bunker (bettoline/shuttle), che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali costieri.
3. Mini impianti di liquefazione per la trasformazione in GNL del gas naturale proveniente dalla rete, utilizzati per rifornire autobotti (o ISO container) e/o bettoline/navi shuttle per impianti costieri.
4. Autobotti (o ISO-container), che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL (bunkeraggio) o stoccaggi locali.
5. Stoccaggi locali, riforniti da autobotti (o ISO-container) e/o bettoline/shuttle (se stoccaggi costieri) e utilizzati per:

a) caricamento di autobotti (o ISO-container) e/o di bettoline;
b) impianti di rifornimento costieri per navi alimentate a GNL (bunkeraggio);
c) impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o a CNG;
d) depositi satellite di stoccaggio per usi industriali o civili.

**Figura 2: Servizi SSLNG**

In relazione al contesto di riferimento, la filiera dello SSLNG si è particolarmente sviluppata in Spagna, Norvegia, Regno Unito e Olanda, ove si registra il più alto numero di impianti.

La Tabella 1 e la Tabella 2 riportano i risultati di uno studio sullo stato dell'arte dei servizi SSLNG in Europa e di alcuni approfondimenti su Spagna, Norvegia, Regno Unito e Olanda. I dati, qui riportati sono aggiornati al 2014. (Fonte: database GIE Gas Infrastructure Europe).

**Tabella 1: Numero di installazioni Small Scale LNG (escluse le autobotti) in Europa**

| Small Scale LNG per tipo di installazione | Status (escluse le autobotti) | | |
|---|---|---|---|
| | In esercizio | In construzione | Annunciati o in studio |
| Terminali di rigassificazione (grandi e piccoli) | | | |
| Reloading | 9 | 3 | 4 |
| Transhipment | 2 | 1 | 5 |
| Caricamenteo di navi bunker | 5 | 2 | 12 |
| Caricamento su autobotte | 15 | 3 | 7 |
| Caricamento su treno | - | - | 3 |
| Piccoli impanti di liquefazione | >19 | - | 3 |
| Impianti di rifornimento costieri per navi | 16 | 1 | 15 |
| Navi bunker | 2 | - | 5 |
| Impanti di rifornimento GNL per veicoli | 54 | 7 | 16 |
| Impianti satellite (per usi industriali, ....) | >1000 | n.a. | n.a. |

**Tabella 2: Top 10 Paesi europei per numero di installazioni (escluse autobotti e impianti satelliti)**

| Installazione Small Scale LNG | Numero di installazioni (esclusi impianti satellite ed autobotti) | | |
|---|---|---|---|
| | In esercizio | In construzione | Annunciati o in studio |
| Spagna | 22 | 3 | 8 |
| Norvegia | 21 | 1 | 1 |
| Inghilterra | 17 | 2 | 8 |
| Olanda | 12 | 1 | 6 |
| Svezia | 6 | 3 | 6 |
| Francia | 5 | - | 2 |
| Portogallo | 4 | - | 3 |
| Belgio | 3 | 2 | - |
| Germania | 3 | - | 4 |
| Italia e Slovenia | 2 | - | - |

Gli aggiornamenti sono contenuti nel database GIE: http://www.gie.eu/index.php/maps-data/gle-sslng-map.

L'esperienza dei paesi che già utilizzano GNL come combustibile, pur in un contesto normativo in fase di progressiva definizione, dimostra che lo sviluppo dell'impiego del GNL è possibile quando sono gestiti gli aspetti riportati in elenco di seguito:

- disponibilità delle norme tecniche applicabili alla costruzione delle navi a gas;

- disponibilità di chiare procedure autorizzative per la costruzione e il funzionamento delle installazioni infrastrutturali terrestri per il rifornimento (sia esso da terminale a nave, da autocisterna a nave, da nave a nave);
- disponibilità sul territorio di infrastrutture di stoccaggio di GNL;
- scelta della tecnologia per applicazioni navali, terrestri e di trasferimento del combustibile da terra a nave e da nave a nave e da nave a terra che assicuri la sicurezza in tutte le fasi del processo, dallo stoccaggio, al rifornimento, dallo stoccaggio a bordo all'utilizzo finale;
- sostenibilità finanziaria dei progetti e sostenibilità economico-sociale e ambientale del sistema GNL;
- accettazione sociale del GNL e delle relative infrastrutture.

In generale, dalle esperienze dei citati Paesi europei, si desume che un ruolo fondamentale all'espansione dei servizi di tipo SSLNG può derivare da opportune azioni di:

- semplificazione dei processi autorizzativi;
- agevolazione fiscale;
- incentivazione alla realizzazione di infrastrutture;
- nuove norme di regolazione e di sicurezza.

In particolare, si è osservato come la politica fiscale energetica, attualmente in discussione sia a livello europeo che a livello nazionale, assumerà un ruolo determinante nello sviluppo futuro del mercato del GNL, nell'ambito dei servizi Small Scale.

I servizi Small Scale LNG consentono l'utilizzo del gas naturale – il combustibile "più pulito" in quanto a minor contenuto di zolfo e con più basse emissioni di NOx e di CO2 – in zone dove la rete di trasporto di gas non è molto diffusa a causa di vincoli tecnico-economici.

In particolare il rapido sviluppo dei servizi di tipo SSLNG si è avuto nei Paesi che per via di un forte interesse alle problematiche ambientali hanno sostenuto attivamente politiche incentivanti ed iter autorizzativi più snelli, coinvolgendo le realtà industriali nazionali e le autorità dei Paesi confinanti anche attraverso progetti pilota che possono consentire il miglior apprezzamento delle attività necessarie al pieno sviluppo della filiera.

Peraltro si evidenzia come tali servizi, nell'ambito della catena del valore dello SSLNG, consentano anche un'innovazione nella gestione dei terminali di rigassificazione, permettendone quindi un utilizzo diversificato e maggiormente efficiente.

### 3.4 UTILIZZO TERMINALI DI RIGASSIFICAZIONE ANCHE PER LO SSLNG

L'opportunità di utilizzare i serbatoi dei terminali di rigassificazione, o in senso lato i terminali di rigassificazione, per effettuare, insieme al servizio base, anche le attività di stoccaggio e di rifornimento del GNL dipende fortemente dalla tipologia di servizio che si vuole fornire e dalle caratteristiche dei terminali stessi. I servizi addizionali alla tradizionale attività di rigassificazione sono principalmente:

- **Servizio di caricamento di GNL su navi bunker** secondo la definizione del Gas Infrastructure Europe (GIE), ovvero l'operazione di caricamento di navi con il GNL stoccato nei serbatoi di un terminale di rigassificazione: tali navi possono essere utilizzate per fornire GNL ad altre navi (ovvero usate come bettoline) o a serbatoi costieri di stoccaggio (usate dunque come navi shuttle).
- **Servizio di reloading di navi metaniere**, ovvero l'operazione con la quale il GNL, precedentemente importato e stoccato nei serbatoi di un terminale, viene ricaricato su navi metaniere (con capacità compresa tra 30.000 e 270.000 mc) per la riesportazione del prodotto, allo scopo di cogliere eventuali opportunità commerciali;
- **Servizio di caricamento su autobotti** (solo per terminali onshore), ovvero l'operazione di caricamento di autocisterne o ISO-container, utilizzati per il trasporto su strada, con il GNL stoccato nei serbatoi di un terminale. Le autocisterne e gli ISO-container a loro volta possono essere utilizzati per alimentare impianti di rifornimento di autoveicoli alimentati a GNL o CNG, impianti di stoccaggio locali o per altri tipi di utilizzi che richiedano la fornitura del prodotto allo stato liquido (bunkeraggi, usi industriali e civili, treni).
- **Servizi aggiuntivi** (solo per terminali onshore), ovvero servizi che permettono la fornitura di GNL attraverso l'utilizzo di infrastrutture realizzate nei pressi del terminale e a esso direttamente collegate, quali il servizio caricamento di GNL su navi bunker e/o caricamento di autocisterne mediante un serbatoio dedicato collegato al terminale, o il servizio di caricamento per mezzi destinati al trasporto di merci su gomma mediante una stazione di rifornimento collegata direttamente al terminale.

Ad oggi, nessun terminale di rigassificazione italiano è in grado di fornire servizi di tipo Small Scale LNG (SSLNG), ma tutti gli operatori stanno valutando la fattibilità di modifiche tecniche-operative in modo da offrire tali nuovi servizi, in coerenza con l'attività di rigassificazione. L'adattamento di un terminale di rigassificazione, per fornire anche lo stoccaggio e il rifornimento di GNL per mezzi navali o terrestri, è possibile prevedendo determinate modifiche tecniche-impiantistiche, con annessi costi per la realizzazione e gestione delle stesse.

Le fasi relative alla progettazione, realizzazione ed esercizio dei servizi SSLNG ricadono nell'ambito della normativa/legislazione di riferimento dei terminali di rigassificazione. In tale contesto normativo l'iter autorizzativo per gli interventi di adeguamento dell'impianto è già definito, ma può sicuramente beneficiare di una semplificazione/riduzione dei tempi soprattutto in un'ottica time-to-market.

Gli aspetti commerciali di cui si deve tenere conto sono:

- la gestione della capacità di stoccaggio del terminale;
- eventuali necessità di modifica relative alla programmazione degli approdi;
- la valutazione dei regolamenti portuali e la disponibilità dei servizi portuali;
- la modalità di separazione dei costi relativi alle attività di rigassificazione di tipo regolato rispetto a quelle di SSLNG di tipo libero.

Tali servizi, essendo finalizzati all'uso del GNL come combustibile tal quale, senza rigassificazione e senza l'uso delle reti di trasporto, esulano dalle attività di tipo regolato e vanno svolte in regime di mercato, separato dalle attività regolate di rigassificazione.
Risulta pertanto necessaria la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico delle modalità di separazione contabile e gestionale tra le due attività al fine di garantire la piena rispondenza al dettato normativo relativo all'attività di rigassificazione, ed evitare che dai servizi SSLNG svolti in regime di mercato derivino nuovi o maggiori oneri per le attività regolate.

# 4 LO SCENARIO ITALIANO

Dallo studio di settore “Il mercato del gas naturale in Italia: lo sviluppo delle infrastrutture nel contesto europeo”, elaborato nel 2013 dalla Cassa Depositi e Prestiti, emerge che, ad oggi, l’industria del GNL presenta caratteristiche profondamente diverse con 18 Paesi esportatori e 25 Paesi importatori e altri Paesi che si apprestano a mettere a regime nuova capacità di liquefazione/rigassificazione. L’emergere di nuove tecnologie consente di immettere sul mercato risorse che fino a pochi anni fa era impossibile sviluppare.

All’incremento dei volumi scambiati e degli attori coinvolti è corrisposto un moltiplicarsi delle rotte percorse, con oltre 350 navi gasiere attive su direttrici transoceaniche.

Contemporaneamente, la componente “spot” dell’approvvigionamento ha acquisito un peso più rilevante raggiungendo il 30% dei volumi scambiati nel 2014 (era il 4% nel 1990) ed è aumentata la competitività tra operatori alternativi sia dal lato dell’offerta, sia da quello della domanda.

Nella Tabella 5 dello studio di settore della Cassa Depositi e Prestiti, vengono riportati i seguenti flussi import-export via GNL nei Paesi UE 27, 2011 (mld/mc/a).

Da un punto di vista infrastrutturale, dallo Studio emerge che, con riferimento ai progetti per il potenziamento della rete di terminali di rigassificazione, sebbene il GNL in Europa soffra l’elevato grado di competitività del gas trasportato tramite gasdotto, nell’ottica di diversificazione delle fonti d’approvvigionamento e di sfruttamento della componente spot del mercato, si stima che la capacità di rigassificazione possa superare i 220 mld/mc/a nel 2020, con un tasso di incremento medio annuo pari al 2,9%.

Il caso della Norvegia, che per prima ha realizzato e utilizzato traghetti a GNL già dall’inizio degli anni duemila, conferma quanto sopra: tutti i punti elencati sono stati a suo tempo risolti permettendo uno sviluppo a livello nazionale di una flotta di numerose unità che impiegano GNL come combustibile.

Anche il “North European LNG Infrastructure Project” del marzo 2012 della Danish Maritime Authority, co-finanziato dalla Comunità Europea, fornisce, tra le altre, raccomandazioni relative alle soluzioni più opportune per il rifornimento, agli aspetti economico finanziari, all’aspetto della sicurezza delle installazioni in condizioni di normale esercizio e di emergenza conseguente ad incidente, agli aspetti tecnici e operativi, ai processi autorizzativi e alla comunicazione durante i processi di consultazione delle varie parti coinvolte.

Nello studio viene analizzata, in particolare, la catena della fornitura del GNL, dai grandi terminali di importazione di GNL e/o impianti di liquefazione di GNL evidenziando le criticità connesse alla realizzazione di tali infrastrutture, le soluzioni per risolvere le varie problematiche e le realtà coinvolte (strutture portuali, armatori, etc.).

**Tabella 3: Flussi import-export via GNL nei paesi UE27, 2011 (mld/mc/a), Cassa Depositi Prestiti - Studio di settore n. 03 – Marzo 2013 – Gas naturale (Fonte BP, 2012)**

| DA<br>A | USA | T&T | Perù | Belgio | Norvegia | Spagna | Oman | Qatar | Yemen | Algeria | Egitto | Libia | Nigeria | Tot.Import |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Belgio | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 6,05 | 0,28 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 6,57 |
| Francia | 0,00 | 0,41 | 0,00 | 0,00 | 0,53 | 0,00 | 0,00 | 3,24 | 0,18 | 5,75 | 0,86 | 0,00 | 3,61 | 14,58 |
| Grecia | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,16 | 0,00 | 0,98 | 0,08 | 0,00 | 0,08 | 1,3 |
| Italia | 0,00 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | 0,17 | 0,23 | 0,00 | 6,10 | 0,00 | 1,57 | 0,51 | 0,00 | 0,00 | 8,75 |
| Olanda | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,09 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,37 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,79 |
| Portogallo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,17 | 0,00 | 0,08 | 0,08 | 0,00 | 2,6 | 3,01 |
| Spagna | 0,17 | 2,55 | 1,94 | 0,18 | 1,31 | 0,00 | 0,17 | 4,79 | 0,00 | 2,35 | 2,35 | 0,08 | 6,64 | 22,53 |
| Regno Unito | 0,11 | 0,57 | 0,00 | 0,00 | 0,40 | 0,00 | 0,00 | 21,9 | 0,69 | 0,08 | 0,08 | 0,00 | 1,31 | 25,14 |
| Totale Export | 0,28 | 3,86 | 1,94 | 0,27 | 2,58 | 0,23 | 0,17 | 42,78 | 1,15 | 10,97 | 3,96 | 0,08 | 14,4 | 78,9 |

Secondo il “North European GNL Infrastructure Project”, dovrebbe essere realizzato un certo numero di terminali di piccole dimensioni in Danimarca, Norvegia, Svezia e Finlandia per l'anno 2020. Inoltre, ci sono piani per investimenti in strutture di piccole dimensioni, come punti di rifornimento GNL (banchine per bunkeraggio) in Germania, Belgio e Paesi Bassi che andrà ad integrare i terminali di stoccaggio di GNL esistenti.

Infatti, dal punto di vista delle infrastrutture di GNL nel Nord Europa, a fronte di terminali esistenti in Norvegia per il bunkeraggio di GNL (Fredrickstad 6.500 m3, Halhjem 1.000 m3, Agotnes CCB 500 m3, Floro 500 m3, numerosi sono i progetti di terminali di bunkeraggio di GNL pianificati o in via di realizzazione nel mare del Nord e nel Baltico: Antwerp (Belgio), Rotterdam (Olanda), Brunsbüttel (Germania), Goteborg e Stockholm (Svezia), Turku e Porvoo (Finlandia), Klaipeda (Lituania) e Swinoujscie (Polonia).

Sempre da quanto riportato nei documenti del “North European GNL Infrastructure Project” emerge inoltre che, al fine di selezionare la migliore soluzione per ogni singolo porto, si deve tener conto di una serie di parametri tra cui:

- volumi di bunkeraggio GNL;
- barriere fisiche presenti nel porto;
- aspetti logistici;
- tipologia di imbarcazioni;
- costi di investimento e di esercizio;
- sicurezza;
- normative tecniche e operative;
- questioni ambientali e normative.

Questi parametri devono essere presi tutti in considerazione anche se i volumi di bunkeraggio sono spesso il fattore determinante.

La domanda mondiale di GNL è stimata di circa 4,2 milioni di tonnellate nel 2020 e 7 milioni di tonnellate nel 2030: dall'analisi degli scenari di sviluppo della domanda, si può concludere che una gran parte della domanda deriverà dal trasporto marittimo di linea nelle diverse aree.

Dal punto di vista dei costi del sistema logistico-infrastrutturale di fornitura del GNL alle navi, sulla base di una stima basata sull’analisi di tre casi studio, il costo medio della supply chain è stato stimato a 170 €/tonn GNL. Lo studio, inoltre, ha esaminato la struttura del prezzo del GNL come combustibile rispetto all’olio combustibile pesante (HFO) ed al gasolio marino (MGO) tenendo conto dei seguenti aspetti:

- prezzo del carburante nei principali hub europei di importazione;
- costi delle infrastrutture:
- costi di stoccaggio;
- costo della distribuzione (hubs – strutture portuali – utenti finali).

La distribuzione di GNL in Italia rappresenta un’attività strategica per il raggiungimento degli obbiettivi di decarbonizzazione e per la riduzione delle emissioni di sostanze pericolose per l’ambiente e per la salute dei cittadini; il raggiungimento di una distribuzione efficiente ed efficace passa necessariamente dalla realizzazione di infrastrutture, opportunamente dislocate sul territorio nazionale, capaci di rendere disponibile il caricamento delle autobotti con il prodotto in forma liquida.

La Commissione europea ha svolto nel 2015 una consultazione per lo sviluppo di una strategia al fine di esplorare il pieno potenziale del GNL e dello stoccaggio di gas nel medio e lungo termine. La ragione del focus su gas liquefatto e stoccaggio, è che essi contribuiscono ad aumentare la sicurezza e la concorrenzialità delle forniture di energia europee, in particolare attraverso la diversificazione delle fonti. Il GNL secondo la Commissione Europea contribuisce ad abbassare i prezzi dell'energia aumentando la concorrenza sui mercati Ue. Un ruolo importante e necessario quindi, quello del GNL, nel processo di decarbonizzazione dell’economia dell’Unione Europea.

Anche il Giappone ha elaborato una strategia per lo sviluppo dell’uso del GNL che è stata presentata durante i lavori del G7 dell’energia nell’aprile del 2016. Uno studio approfondito con analisi storiche e tendenziali dell’uso di questa commodity in Giappone e nel mondo che testimonia la grande attenzione che vi è a livello globale su questi temi. Un dato importante è la previsione di crescita del 40% dell’uso del GNL a livello mondiale (in particolare in Asia) che dovrebbe passare da 250 milioni di tonnellate del 2014 a 350 nel 2020. Tre sono gli elementi individuati per favorirne lo sviluppo:

- accrescerne la commerciabilità attraverso la riduzione della taglia delle navi cargo, l’aumento dei partecipanti al mercato e l’eliminazione dei vincoli di destinazione geografica;
- sviluppo e accesso di terzi alle infrastrutture del GNL e alle infrastrutture a valle;
- abbandono dei prezzi fissati a priori che invece dovrebbero formarsi dinamicamente come risultato di incontro trasparente tra domanda e offerta.

# 5 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO

## 5.1 CRITERI PER L'INDIVIDUAZIONE DI UNA IPOTESI DI RETE DI DISTRIBUZIONE DI GNL SULLA BASE DEGLI ATTUALI SCENARI LOGISTICI DEGLI ALTRI PRODOTTI ENERGETICI

Per tracciare scenari logistici di lungo termine in un'ottica di distribuzione del prodotto GNL sul mercato nazionale per le varie destinazioni d'uso occorre tener conto di:

- suddivisione del sistema distributivo tra "distribuzione primaria" e "distribuzione secondaria";
- possibilità di utilizzare, ed eventualmente riconvertire, le infrastrutture esistenti per lo stoccaggio dei prodotti in questione, per successivo scarico su navi o autobotti di GNL;
- sviluppo della domanda per uso bunkering, per autotrazione o altri usi;
- opportunità di approvvigionamento di tale prodotto in zone non metanizzate (quali ad esempio la Sardegna) mediante lo sviluppo di sistemi di stoccaggio e di mini-rigassificazione del GNL presso il punto di consumo o centri di distribuzione periferici.

La direttiva europea indica gli elementi principali che gli Stati Membri devono considerare per la definizione di una rete di punti di rifornimento per il GNL che includono, fra l'altro, i terminali, i serbatoi e i containers mobili di GNL nonché navi e chiatte cisterna.

Per quanto riguarda la rete di rifornimento del GNL per uso autotrazione, volendo attenersi ai requisiti minimi della direttiva 2014/94/UE, una rete di distribuzione di primo livello (cioè disposta lungo la rete TEN-T) dovrebbe contare almeno una decina di impianti.

La scelta dei siti per la realizzazione di tali stazioni dipende dalle decisioni imprenditoriali che saranno determinate da una serie di fattori sia tecnici che economici.

La fattibilità tecnica dovrà tenere conto di tutte le prescrizioni della normativa tecnica e di prevenzione incendi vigente oltre ad eventuali vincoli di carattere urbanistico, ambientale e/o paesaggistico.

Una possibilità di sviluppo della rete di rifornimento in autostrada può essere costituita dallo svolgimento delle gare per le concessioni di distribuzione carburanti in autostrada, con la previsione di un riconoscimento qualitativo premiale per gli impianti che si dotino anche del GNL.

Sotto il profilo tecnico, è necessario completare quanto prima il quadro tecnico-normativo, con particolare riferimento alla disciplina di prevenzione incendi degli impianti stradali e degli impianti di stoccaggio primari.

Un iter autorizzativo semplificato e un sistema di incentivazione adeguato consentirebbero di agevolare gli investimenti nella rete di distribuzione, ad esempio per la realizzazione delle aree adibite alla distribuzione del GNL e per la diffusione dei mezzi alimentati a GNL.

## 5.2 CONSIDERAZIONI SULL'INFRASTRUTTURA NECESSARIA: MERCATO POTENZIALE

L'Unione Europea propugna l'uso di carburanti alternativi (Direttiva DAFI), promuovendo in particolare l'uso del GNL nei trasporti, per ridurre la dipendenza dall'olio e minimizzare

gli effetti negativi sull'ambiente (60% di riduzione delle emissioni di GHG nel settore trasporti nel 2050 rispetto al 1990). I recenti sviluppi tecnologici e il differenziale di prezzo tra greggio e gas hanno aperto la strada a nuove possibilità d'impiego per il GNL nel trasporto stradale delle merci e per la propulsione navale; in queste condizioni il GNL può divenire competitivo anche in nicchie di mercato nel settore industriale e residenziale.

In Italia il mercato del GNL ha già posto le premesse per lo sviluppo. Nel 2014, nell'area del Centro-Nord vi erano già operativi 8 distributori L-CNG cioè impianti approvvigionati con LNG ed erogatori CNG; 7 sono pubblici: Villafalletto (CN), Poirino (TO), Tortona (AL), Mortara (VA), Varna (BZ), Calderara (BO), Roma. Vi è poi un distributore L-CNG privato, impiegato dalla flotta di bus di Modena (SETA). Un nono distributore pubblico e il primo con erogatore GNL (e L-CNG) è stato inaugurato da ENI a Piacenza ad aprile 2014. Nel 2015 è stato aperto un secondo punto vendita con erogatore GNL (e L-CNG) a Novi Ligure ed a maggio 2016 il terzo impianto a Castel San Pietro terme (Bologna) con le stesse caratteristiche.

Inoltre la prima nave a GNL è stata commissionata dalla Marina Militare italiana e sono state realizzate anche le prime installazioni GNL in siti industriali. Attualmente sono tutte alimentate con carro cisterna criogenico dal terminale spagnolo di Barcellona, Rotterdam (Olanda); Zeebrugge (Belgio) e Marsiglia (Francia).

## 5.3 IPOTESI DI SVILUPPO DELL'INFRASTRUTTURA

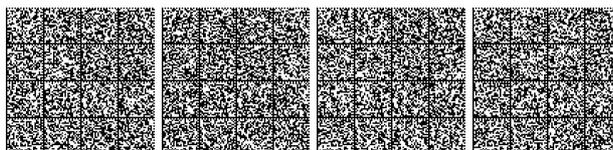
Al 2030, se le condizioni riguardanti il quadro regolatorio e quello fiscale saranno favorevoli, è auspicabile la realizzazione sul territorio nazionale di un'infrastruttura per la ricezione e utilizzazione del GNL, con installazione di apparecchiature sufficienti a coprire un volume globale di mercato di 3,2 Mton (4 Mtep). Un'ipotesi abbastanza verosimile potrebbe prevedere: 5 depositi costieri di GNL da 30.000 – 50.000 $m^3$; 3 navi di cabotaggio da 25.000 – 30.000 $m^3$; 4 bettoline; circa 800 stazioni di servizio GNL, anche con L-CNG.

## 5.4 PUNTI CRITICI LEGATI ALL'INFRASTRUTTURA

I principali fattori critici sono:

- esistenza di una normativa su terminali costieri di piccola e media taglia;
- disponibilità di aree ben collocate, in seno ad insediamenti industriali;
- costi di realizzazione;
- propensione degli operatori industriali a investire in infrastrutture SSLNG;
- fiducia nella permanenza dell'attuale assetto fiscale dei carburanti gassosi;
- collocazione razionale dei distributori di GNL ed L-CNG;
- sinergie tra i diversi sistemi modali e operativi (es. interporti: opzione ferro + gomma; opzione distributori pubblici-privati);
- aumento dei modelli di veicoli offerti al mercato.

## 5.5 RETE DI RIFORNIMENTO DEL GNL PER USO AUTOTRAZIONE

Per quanto riguarda lo sviluppo della rete di rifornimento del GNL per uso autotrazione, la nuova direttiva 2014/94/UE del 22 ottobre 2014 (DAFI) "sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi", obbliga gli Stati membri ad assicurare che, entro il 31 dicembre 2025, sia realizzato un numero adeguato di punti di rifornimento per il

GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale TEN-T. Al fine di definire il suddetto numero di punti di rifornimento su strada, la direttiva suggerisce di tener conto dell'autonomia minima dei veicoli pesanti alimentati a GNL, indicando, a titolo esemplificativo, una distanza media di 400 km. Si osserva che la rete TEN-T di primo livello interessa l'intero territorio nazionale con una più alta concentrazione nel nord del Paese.

In Italia, la rete centrale TEN-T conta circa 3.300 km di strada complessivi, divisi in 3 principali corridoi:

- Asse Palermo–Napoli–Roma-Bologna-Modena-Milano-Verona-Brennero
- Asse Genova-Milano-Chiasso e Genova Voltri-Alessandria-Gravellona Toce
- Asse Frejus-Torino-Milano-Bergamo-Verona-Padova-Venezia-Trieste

Pertanto, in una ipotesi estremamente semplificata, volendo rispettare la distanza media dei 400 km, così come raccomandato dalla direttiva DAFI, un numero adeguato di punti vendita, costituenti una rete di distribuzione di primo livello, dovrebbe essere non inferiore a 10.

Si osserva, tuttavia, che per assicurare un livello di servizio superiore a quello minimo, tarato esclusivamente sull'autonomia dei mezzi, sarebbe necessaria una rete di distribuzione più fitta - perfino sulla stessa viabilità stradale - con un numero almeno doppio di punti vendita rispetto a quello sopra indicato.

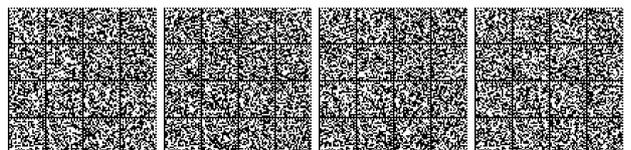
Per quanto riguarda la scelta dei siti per la realizzazione di tali stazioni, non è possibile fare una previsione puntuale perché le decisioni imprenditoriali dipenderanno da una serie di fattori sia tecnici che economici. La fattibilità tecnica di ogni singolo impianto dipenderà in buona parte dal rispetto delle prescrizioni di prevenzione incendi, dalla disponibilità di aree adeguate e dal rispetto dei vincoli paesaggistici. Il rispetto delle distanze di sicurezza e delle prescrizioni di tipo urbanistico, oggi contenute in tutte le norme di prevenzione incendi riguardanti i gas naturale per autotrazione, potrebbero essere determinanti nella scelta dei siti di installazione.

Relativamente alle analisi di tipo economico, si può solo prevedere che saranno sicuramente privilegiate le posizioni che intercettano flussi di traffico già consolidati per il trasporto pesante di merci, nonché stazioni stradali ed autostradali già esistenti presso le quali sia tecnicamente possibile ed economicamente conveniente aggiungere un impianto di distribuzione di GNL.

Si osserva inoltre che la redditività degli impianti è attualmente molto ridotta per l'assenza sul territorio nazionale di una base di approvvigionamento (cioè un punto di carico per autocisterne criogeniche) e questo rappresenta un freno importante allo sviluppo della rete di distribuzione stradale.

## 5.6 IMPIANTI DI STOCCAGGIO DI PICCOLE DIMENSIONI PER AUTOTRAZIONE, RETI LOCALI, TRASPORTO FERROVIARIO

Analizzando i risultati di un questionario compilato da aziende operanti sia nella progettazione-costruzione di impianti che nella filiera energetica è stato possibile avere una prima stima dei costi (limitata alle sole opere tecnologiche e agli oneri professionali) per la realizzazione di stoccaggi di piccole dimensioni quali:

- impianti a servizio di utenze civili (piccole reti canalizzate)
- impianti commerciali/industriali.

In particolare per tali impianti si evince che il costo (al netto dell'IVA) per serbatoi di capacità fra 30 e 50 ton varia da 270.000€ a 350.000€. A tale prezzo vanno aggiunti ulteriori componenti come, ad esempio, i costi per opere edili, per interventi di messa in sicurezza e/o per sistema antincendio, di valore complessivo pari a circa 80.000 €.

## 5.7 UTILIZZO DEL GNL NEL TRASPORTO STRADALE PESANTE: AUTOCARRI E AUTOBUS

L'utilizzo del GNL come combustibile alternativo al diesel si basa sulla sua sostenibilità economica e ambientale. La sostenibilità economica è dovuta al suo minore costo a parità di contenuto energetico, che deve almeno compensare i maggiori costi legati alla specifica tecnologia. Il prezzo di acquisto o di trasformazione di un veicolo a GNL rispetto ad un equivalente veicolo diesel convenzionale varia da 15.000 € a 60.000 €. Oltre al maggiore costo delle componenti specifiche del motore e del sistema di alimentazione, nell'ordine di 5.000÷30.000 €, il secondo costo più importante per un veicolo a GNL è il sistema di stoccaggio del combustibile.

L'uso di GNL aumenta l'autonomia rispetto al GNC mantenendo i vantaggi in termini di emissioni ridotte rispetto al diesel. Lo stato liquido consente, a parità di volume, percorrenze circa 2,5 volte quelle del GNC, e poco meno della metà rispetto al gasolio.

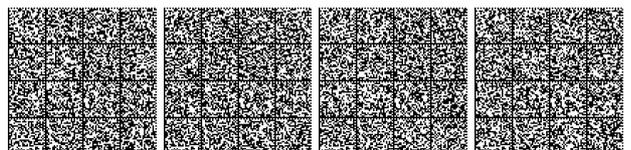
La sostenibilità economica dipende principalmente dalla percorrenza annua chilometrica e dalla differenza di prezzo tra gasolio e GNL. Una differenza di costo di 0,15 € tra il diesel (€/litro) e il GNL (€/kg) rappresenta il punto di pareggio per il trasportatore. I valori di risparmio tengono conto di tutti i contributi negativi (costo di acquisto del mezzo, costi finanziari associati, manutenzione, valore residuo).

## 5.8 UTILIZZO DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO (GNL) COME COMBUSTIBILE MARINO

La comunità internazionale attraverso le singole Amministrazioni e i canali di cooperazione sta esprimendo una crescente sensibilità per l'impatto delle attività umane sul sistema ambientale, dimostrando interesse e incoraggiando il settore dei trasporti marittimi verso l'utilizzo di gas naturale come fonte primaria di energia per la propulsione e la produzione di energia elettrica a bordo delle navi. Questa tendenza nell'ambito delle emissioni in aria è rafforzata dall'evoluzione della normativa internazionale, comunitaria e nazionale.

L'International Maritime Organization (IMO), con l'Annesso VI della Convenzione Internazionale MARPOL, di recente entrata in vigore e in evoluzione tramite i suoi emendamenti, ha stabilito i criteri e i requisiti per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico provocato dalle navi, per il controllo e la relativa riduzione delle emissioni a livello globale ed all'interno di ben definite zone di mare, Emission Control Areas (ECA).

L'utilizzo di gas naturale come combustibile è uno dei modi che l'industria marittima può adottare per soddisfare i limiti sempre più restrittivi di emissioni in atmosfera con riferimento a sostanze inquinanti, nocive e climalteranti, come gli ossidi di azoto (NOx), di zolfo (SOx) e l'anidride carbonica ($CO_2$) dovute all'utilizzo di combustibili tradizionali nelle normali condizioni operative della nave. Ci sono aspetti, tra cui quelli indicati di seguito, che rendono il GNL, usato come combustibile marino, una delle soluzioni tecnologiche più promettenti per l'industria marittima. Infatti, l'impiego di GNL in alternativa ai combustibili tradizionali consente:

- la riduzione quasi a zero delle emissioni di ossido di zolfo (SOx)

- la riduzione delle emissioni di ossido di azoto (NOx) per il rispetto dei limiti applicabili dal 2016 nelle zone “Nitrogen-oxides Emission Control Areas” (NECA)
- la riduzione del 20-25% delle emissioni di $CO_2$.

L’efficacia dell’impiego del GNL ai fini della riduzione dell’immissione nell’atmosfera di gas serra dipende dal tipo di motore e dalla gamma di possibili misure adottabili per ridurre il rilascio indesiderato di metano, essendo esso stesso un gas serra.

## 5.9 PROGETTO COSTA

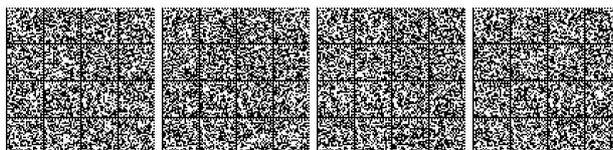
Il progetto COSTA ($CO_2$ & other Ship Transport emissions Abatement by LNG), proposto dal Ministero delle infrastrutture e dei trasporti - Direzione Generale per il Trasporto Marittimo e per Vie d'Acqua Interne, con il coordinamento tecnico del RINA e presentato nell'ambito del bando delle Reti TEN-T del 2011, è stato approvato con Decisione della Commissione Europea C(2012) 7017 del 8.10.2012. I Paesi coinvolti sono l'Italia, partner coordinatore del progetto, la Grecia, il Portogallo e la Spagna. Il risultato più rilevante è il cosiddetto "LNG Masterplan" per le aree del Mediterraneo, del Mar Nero e dell'Atlantico.

Il progetto fornisce interessanti indicazioni e raccomandazioni per lo sviluppo del GNL come combustibile marino alternativo all’olio combustibile attualmente in uso.

E’ stata fatta un’analisi della possibile futura domanda di GNL, della localizzazione geografica di tale domanda in ambito Europeo–Mediterraneo, delle possibili soluzioni tecniche e logistiche a supporto, a definizione di un piano europeo e della sostenibilità delle soluzioni analizzate. Dal lavoro di analisi sono emersi “gap” normativi a livello internazionale e nazionale.

L’adozione dell’IGF Code (International Code of Safety for Ships using Gases or other Low flashpoint Fuels) nel corso dello scorso 2015 ha colmato in parte tali “gap” e la pubblicazione di linee guida complementari (ad esempio su rifornimento, stoccaggio e addestramento del personale) contribuirà a ridurlo ulteriormente.

I “gap” normativi a livello nazionale dovranno essere affrontati dagli stati membri entro il 2016, data alla quale dovranno comunicare il proprio quadro nazionale previsto in accordo alla direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di un’infrastruttura per i combustibili alternativi. Il quadro normativo preso in considerazione dal progetto COSTA prevede l’introduzione dei limiti di contenuto di zolfo nei combustibili a 0,5% dal 2020 nelle acque europee e a livello mondiale dal 2020 (o dal 2025) in funzione della decisione finale dell’IMO. Di seguito è riportata la sintesi dei limiti sui contenuti di zolfo nei combustibili marini:

- 0,1% dal 2015 nelle aree “Sulphur Emission Control Areas” (SECA);
- 0,5% dal 2020 (o 2025) in tutto il mondo (su decisione IMO);
- 0,5% dal 2020 nei mari non SECA degli stati membri e comunque 0,1% nei porti europei;
- 0,1% dal 2018 nello Ionio e nell’Adriatico (se gli altri stati membri che si affacciano su detti mari imporranno analoghi limiti)
- 0,1% dal 2020 nei mari italiani (se gli altri stati membri che si affacciano su detti mari imporranno analoghi limiti).

Ulteriori raccomandazioni indicate dal progetto COSTA sono indirizzate agli stati nazionali affinché i rispettivi quadri normativi risultino essere tali da supportare, attraverso incentivi finanziari, regimi fiscali appropriati e piani di ricerca, lo sviluppo di tecnologie e infrastrutture dedicate ai combustibili alternativi. Il progetto COSTA raccomanda una cooperazione tra gli stati membri tale da garantire una continuità di approccio e standard comuni per la valutazione delle infrastrutture di rifornimento, in termini di tipo, dimensioni, costi e ritorni sugli investimenti, sulla base di metodi di riferimento concordati e accettati, senza dimenticare la necessità di considerare America, Nord Africa e Medio Oriente nello sviluppo di standard sempre più internazionali e globali. Inoltre, nello sviluppo di un piano strategico per la diffusione del GNL, il progetto COSTA ricorda l'importanza di supportare il trasporto marittimo, mantenendo o incrementando la quantità di merce trasportata via mare, di evitare la formazione di corridoi specifici, colli di bottiglia o situazioni di distorsione del mercato, di promuovere la tecnologia europea nell'ambito della cantieristica navale sia per le nuove costruzioni che per l'adeguamento del naviglio esistente. Il progetto COSTA evidenzia l'importanza del fattore umano, raccomandando lo sviluppo di quanto necessario per assicurare addestramento e formazione del personale chiamato ad operare con GNL sia a bordo che a terra, e del personale coinvolto nella manutenzione di impianti, componenti e motori. Infine contiene le raccomandazioni relative all'accettabilità sociale del nuovo combustibile che implica la trasparenza della comunicazione e la riduzione delle incertezze.

## 5.10 CONFIGURAZIONE DI UNA RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GNL NEL SETTORE MARITTIMO E PORTUALE

### 5.10.1 Premessa

Le Autorità Portuali, nella loro veste di soggetti pubblici cui è affidata la gestione dei porti internazionali e nazionali di maggiore importanza in Italia, devono esprimere attenzione all'evolversi dei percorsi normativi legati alla futura applicazione della normativa MARPOL ANNEX VI e della Direttiva 2014/94/UE, soprattutto al fine di poter valutare per tempo le potenziali conseguenze, le ricadute, l'impatto sul settore portuale nonché le possibilità di sviluppo offerte, che deriveranno dall'applicazione di queste importanti novità regolamentari.

E' una sfida per le Autorità Portuali, che dovranno ottimizzare l'utilizzo di tutti gli strumenti a loro disposizione sia per dotare il proprio ambito di competenza di infrastrutture adeguate a favorire lo sviluppo dell'intera filiera legata al GNL, in termini di approvvigionamento, stoccaggio, distribuzione primaria e secondaria, sia per supportare il settore portuale e logistico e le imprese che in esso operano.

### 5.10.2 Linee guida per lo sviluppo della rete nazionale GNL

La scelta dell'ubicazione delle stazioni di rifornimento fisse e di dove prevedere la possibilità di rifornimento con navi capaci di rifornire di GNL altre unità navali (nel seguito "bettoline") e/o autobotti è determinante per il futuro utilizzo del GNL e presuppone un'analisi accurata della domanda marittima. Assumendo che tutte le variabili esogene per l'utilizzo del GNL siano soddisfatte (iscrivibilità nei registri nazionali delle navi, ingresso nei porti nazionali di navi alimentate a GNL, possibilità di effettuare bunkeraggio, ecc.) o favorevoli (differenziale di prezzo rispetto ai combustibili tradizionali, presenza di incentivi, ecc.) è possibile analizzare quali fattori più strettamente legati all'elemento nave possano

indirizzare la scelta verso la propulsione a GNL e conseguentemente definire con maggiore attendibilità i possibili scenari di evoluzione della domanda di questo tipo di combustibile.

### 5.10.3 Tipologia di traffico

I servizi di linea, soprattutto quelli point-to-point nei quali una nave scala a brevi intervalli il medesimo porto, sono avvantaggiati nell'utilizzo del GNL sempreché in almeno uno dei porti scalati questo sia disponibile. Anche la distanza tra i due porti influisce sulla preferenza del GNL perché incide sull'autonomia della nave e sulle scelte di dimensionamento dei serbatoi da installare a bordo.

Per lo stesso motivo risultano avvantaggiati anche i servizi svolti in ambito portuale (rimorchio e bunkeraggio in primis), sebbene probabilmente in misura ridotta, considerato che il loro utilizzo avviene di solito in modo meno continuativo.

I servizi di feeder contenitori, pur presentando le caratteristiche di un servizio di linea, possono presentare lo svantaggio legato ad un più alto grado di intercambiabilità delle navi impiegate in un determinato servizio. Le navi da carico, impiegate sui mercati a tempo o a viaggio, sono meno favorite considerata l'assoluta incertezza dei porti scalati, la impossibilità di pianificare le operazioni di bunkeraggio e le lunghe percorrenze.

### 5.10.4 Età della nave

In linea generale maggiore è l'età della nave più può essere preferibile la sua sostituzione rispetto ad operazioni di adeguamento alle nuove normative. Tale adeguamento può risultare peraltro poco conveniente, e/o tecnicamente difficile, in particolare nel caso di adeguamento delle motorizzazioni all'impiego del GNL.

### 5.10.5 Area di traffico

Anche l'area di traffico può contribuire a indirizzare o meno verso l'utilizzo del GNL. Una possibile discriminante può essere legata alla maggiore sensibilità sociale verso i livelli di emissioni nel caso, ad esempio, di porti o collegamenti prossimi ad aree densamente popolate o già sottoposte a livelli elevati di inquinamento da altre fonti (traffico stradale, industrie, ecc.).

Un ulteriore fattore legato all'area geografica è relativo ai traffici con paesi le cui norme in materia di GNL possono differire da quelle europee. Nei traffici di short sea shipping, e in particolare in quelli mediterranei, la flotta italiana riveste un ruolo di primo piano e la presenza di differenti quadri regolatori può avere un forte impatto sulla competitività dei vettori.

Quello che a priori è inoltre già ipotizzabile, è che la domanda di GNL per uso marittimo evolverà secondo due diversi scenari: uno di breve periodo ed uno di periodo medio-lungo. In queste due fasi le domande da soddisfare saranno probabilmente diverse non soltanto per volumi ma anche per le soluzioni tecniche e logistiche impiegabili.

La rete nazionale di distribuzione del gas naturale in Italia è capillare e non trova uguali in Europa, il che inciderà anche sulle dinamiche dei prezzi del GNL.

Nella prima fase, di breve periodo (fino al 2020), si può ipotizzare che la domanda di GNL sarà piuttosto limitata sia sotto il profilo quantitativo che sotto quello geografico, essendo legata a tipologie di traffico e iniziative armatoriali circoscritte. In questo senso, e tenuto conto delle considerazioni di cui sopra, in relazione ai diversi fattori che influenzano la scelta

del combustibile, tale domanda potrebbe interessare i servizi di linea passeggeri costieri nazionali, nazionali ed internazionali brevi (viste le già vigenti limitazioni sui tenori di zolfo contenuti nei combustibili tradizionali) e i servizi portuali. In tale prima fase, (fino al 2020) si può ipotizzare che la maggiore domanda si collocherà in aree a forte traffico passeggeri con breve percorrenza e con rotte e scali definiti (essendo la quantità di combustibile necessaria ridotta e il punto di rifornimento facilmente individuabile). In tale fase, si può ipotizzare l'ottimizzazione della collocazione dei punti di rifornimento di GNL con criteri e modalità che li rendano idonei a servire anche il traffico pesante su gomma che transita per lo scalo marittimo o nelle sue vicinanze.

Nella seconda fase, di medio-lungo periodo (dal 2020 in poi), è probabile che lo scenario sopra descritto si modifichi, anche se non totalmente, a seguito di dinamiche non più legate alla sola domanda nazionale e ad uno specifico tipo di navigazione. Ad esempio, potrebbero avere interesse al GNL le navi passeggeri e porta contenitori che operano regolarmente su tratte definite.

Da queste considerazioni scaturisce l'esigenza di prevedere, quantomeno in ambito marittimo-portuale, la predisposizione di procedure semplificate e rapide, nel pieno rispetto della sicurezza e dell'ambiente, per l'approvazione e la realizzazione di impianti di piccole dimensioni (che consentano l'avvio di buone pratiche, analogamente a quanto avvenuto negli anni passati in Nord Europa) e per l'approvazione degli adeguamenti delle infrastrutture esistenti (ad es. terminali di rigassificazione off-shore).

### 5.10.6 Proposte di reti nazionali

La rete di distribuzione del GNL nei porti deve necessariamente comprendere sia porti appartenenti alla rete centrale della TEN-T, sia porti esterni. Ciò al fine di rendere più omogenea la distribuzione sulle coste nazionali.

Sulla base di quanto ipotizzato al punto 5.10.5 e considerata l'impossibilità di munire ogni porto di un punto di rifornimento di grandi dimensioni, assume rilevanza la configurazione di una rete che tenga conto delle varie soluzioni intermodali di rifornimento delle navi, vale a dire "nave-nave", "terra-nave", "camion-nave" e imbarco sbarco di serbatoi mobili (portable tanks), senza tralasciare la mutua utilità e necessità della rete in questione nei confronti del settore dei trasporti terrestri.

Questo fa sì che sia necessario individuare una specifica area di azione attraverso la creazione di reti di dimensioni geografiche ridotte, che tengano conto della geomorfologia e dei flussi economici tipici del nostro paese. Tali reti, dotate di soluzioni basate su standard comuni, devono concorrere alla formazione di una rete nazionale che a sua volta possa interfacciarsi con il panorama internazionale del GNL. Una ipotesi di reti come sopra descritte è individuabile nelle tre macroaree: area mar Tirreno e mar Ligure, area mari del sud Italia, area mare Adriatico.

All'interno di queste aree si candidano naturalmente i porti sedi di Autorità portuali, con depositi di piccola o media capacità, ognuno dei quali deve essere fornito delle possibilità di approvvigionamento, stoccaggio, rifornimento per navi, distribuzione e rifornimento non navale.

In tale direzione, si può così ipotizzare una rete di distribuzione del GNL, che coinvolga i porti già inclusi nei corridoi della rete transeuropea dei trasporti ma anche gli altri porti sede di Autorità portuale, che non appartengono alla rete centrale TEN-T ma che offrono l'opportunità di completare adeguatamente la rete di rifornimento, come già detto, con punti

di deposito e rifornimento di piccole o medie dimensioni che possano eventualmente servire anche il trasporto pesante su strada, ove le circoscrizioni portuali e ed i raccordi stradali lo consentano. Va, altresì, ipotizzata l'individuazione di 2 o 3 siti portuali idonei per la realizzazione di depositi e rigassificatori al fine di creare, in previsione di un utilizzo importante e diffuso del GNL, strutture di distribuzione per i corridoi Tirrenico ed Adriatico nonché per la rotta da Suez a Gibilterra.

La valutazione dell'opportunità di inserire un porto nella rete di distribuzione del GNL (a prescindere dalla sua appartenenza alla rete centrale TEN-T) è fatta sulla base:

- della presenza o meno nel porto di servizi di stoccaggio e distribuzione di combustibili tradizionali siano essi finalizzati ai mezzi di trasporto o ad altro utilizzo
- della sostenibilità dello sviluppo delle necessarie infrastrutture per il GNI in termini di investimento economico, domanda prevista e prospettica, accessibilità per i mezzi di trasporto che fruirebbero della infrastruttura e disponibilità di spazi atti alle operazioni di buncheraggio.

### 5.10.7 Stima della domanda di GNL per il trasporto navale

Per quanto riguarda il trasporto marittimo, rispetto al trasporto su strada, la sostituzione e/o l'adeguamento delle flotte navali sarà frenata dai più lunghi tempi di rinnovo delle navi e dal più complesso sistema logistico (adattamento banchine, depositi etc.) richiesto per il set-up del mercato.

Nel lungo termine, tuttavia, le normative ambientali internazionali (IMO-MARPOL) ed europee, e il minor costo atteso del GNL faranno da volano per il suo sviluppo in questo settore. A tale proposito utilizzando i dati provenienti dal progetto COSTA, che sono basati sulle seguenti considerazioni:

- trasporto marittimo effettuato da navi in servizio nel 2012, impiegate solo su tratte a breve raggio, tra porti "Core",
- assunzione come stima del 25% del valore massimo teorico potenziale di bunkeraggio nel 2025,
- metà rifornimento nel porto di partenza e l'altra metà nel porto di destinazione,

si è giunti ai valori riportati nellaTabella 4. È importante sottolineare che:

- i risultati sono comparabili perché le ipotesi utilizzate per ogni porto sono le stesse. (i risultati non devono essere considerati come valori assoluti oggettivi, dal momento che le ipotesi utilizzate rendono incerto il dato iniziale),
- i valori riportati si basano su dati provenienti da pubblico dominio.

Il 25% è stato scelto in virtù delle considerazioni riguardanti il mercato, l'età delle navi, la possibile presenza di nuove navi alimentate a GNL, ecc..

Inoltre, i porti "Core" sono stati raggruppati in tre gruppi, a seconda della posizione ed in base alla possibilità di rifornimento da terminali esistenti o previsti:

- Tirreno Settentrionale (rifornimento dal terminale di rigassificazione off-shore OLT FSRU Toscana e dal terminale di GNL Italia di Panigaglia): Genova, Livorno, La Spezia;

- Nord Adriatico (rifornimento dal terminale di Rovigo): Venezia, Ravenna, Ancona, Trieste;
- Mari del Sud Italia (rifornimento di combustibile da un terminale presunto nel Sud Italia): Napoli, Palermo, Bari, Gioia Tauro, Taranto.

**Tabella 4: Dati provenienti dal progetto COSTA**

| CORE PORTS | Max theoretical value of LNG consumption $m^3$/year | % Maximum Bunkering Potential | Potential LNG Bunkering Demand 2025 ($m^3$/year) |
|---|---|---|---|
| GENOVA | 1.295.803 | 25% | 323.951 |
| LIVORNO | 816.237 | 25% | 204.059 |
| NAPOLI | 700.786 | 25% | 175.196 |
| ANCONA | 688.438 | 25% | 172.109 |
| PALERMO | 654.691 | 25% | 163.673 |
| TRIESTE | 622.262 | 25% | 155.566 |
| VENEZIA | 584.914 | 25% | 146.229 |
| RAVENNA | 502.535 | 25% | 125.634 |
| LA SPEZIA | 365.464 | 25% | 91.366 |
| GIOIA TAURO | 315.606 | 25% | 78.901 |
| BARI | 152.418 | 25% | 38.104 |
| TARANTO | 43.946 | 25% | 10.987 |

Ulteriori analisi hanno affrontato il problema suddividendolo in due parti: una prima, relativa alla domanda potenziale aggregata a livello nazionale, utile a definire scenari di medio lungo periodo, ed una seconda, relativa ad alcuni trasporti marittimi specifici, utile a valutare le potenzialità dei mercati più promettenti sui quali puntare per lo sviluppo del GNL.

#### 5.10.8 Ricadute economiche sulla cantieristica navale

E' del tutto evidente che una valutazione delle ricadute sulla cantieristica italiana derivanti dalla progressiva adozione del GNL come combustibile navale non può che essere riferita ad uno scenario teorico ed ipotetico, non essendo prevedibile direzione e velocità di evoluzione delle numerose variabili che condizionano il processo di cui trattasi.

In relazione a quanto sopra si può ragionevolmente assumere che la propensione dell'armamento ad investire nella propulsione e nelle tecnologie GNL sarà decisivamente influenzata:

- dalla previsione che venga realizzata con tempistica certa, in ogni caso compatibile con l'entrata in vigore delle nuove norme, un'adeguata rete di infrastrutture di rifornimento;
- da un differenziale di prezzo fra MGO, HFO e GNL tale da consentire ritorni finanziari e tempi di recupero dell'investimento ritenuti accettabili;
- dalla rimuneratività (attuale ed attesa) del business, elemento fondamentale per l'accesso al credito;
- dalla esistenza di adeguati incentivi.

Come già detto, in mancanza di riferimenti certi in merito ai punti di cui sopra, per una valutazione dell'impatto sull'industria italiana è stato necessario riferirsi in questa fase:

- a volumi "teorici" di domanda basati su scenari tanto ragionevoli/credibili quanto per definizione ipotetici,
- a parametri tecnici ed economici desunti dagli studi condotti in questi anni in merito ai costi dell'uptake del GNL,
- a moltiplicatori del reddito e dell'occupazione della navalmeccanica nazionale anch'essi desunti dalla letteratura in materia.

In tale quadro, il dimensionamento del mercato potenziale è stato effettuato prendendo a riferimento lo scenario "centrale" dello studio COSTA, che assume l'esistenza al 2030 di oltre 600 unità alimentate a GNL operanti nello "Short Sea Shipping" Europeo.

Nell'ambito di detto ipotetico mercato di riferimento, la cantieristica nazionale non potrà che focalizzare la propria offerta sulle tipologie di navi che maggiormente si prestano per essere alimentate a GNL, per le quali essa dispone di competenze tecnologiche di primo livello: ci si riferisce segnatamente ai ferries, ai mezzi di supporto offshore ed in genere alle unità da lavoro in mare, nonché alle unità di dimensioni medio-piccole per il bunkeraggio di GNL oltreché, naturalmente, alle navi da crociera e militari.

Con riferimento ai ferry, si sottolineano le opportunità collegate alla più volte segnalata obsolescenza delle unità operanti in Mediterraneo, in particolare della flotta greca e di quella di alcuni Paesi del nord-Africa, oltre a quelle più in generale offerte dall'armamento nord-europeo e nord-americano.

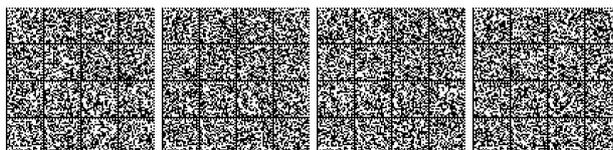
Alla luce di tali premesse ed assumendo prudenzialmente che la cantieristica nazionale possa acquisire il 10% dei volumi indicati dallo studio COSTA, ne deriverebbe un fabbisogno complessivo di 60 navi in 15 anni, pari a 4 navi in media per anno fra conversioni e nuove costruzioni.

E' opportuno considerare che il nostro Paese da una parte possiede la principale industria del trasporto marittimo a corto raggio in Europa, dall'altra dispone di un'industria cantieristica che si pone ai vertici mondiali nei segmenti di naviglio a maggiore complessità tecnologica .

Come tale, essa è perfettamente in grado di far fronte alla futura domanda di conversioni, di nuove navi a propulsione con GNL o "GNL-Ready" grazie alle competenze tecnologiche e all'esperienza di cui dispongono già oggi i cantieri navali nazionali, la relativa "supply-chain" e la filiera nazionale del criogenico.

Le tecnologie disponibili consentono inoltre tutta la gradualità necessaria per passare da una fase "Dual- Fuel" fino all'uso esclusivo del GNL, garantendo la flessibilità operativa necessaria a consentire la sostenibilità economico e finanziaria della soluzione metano liquido.

Esaminando l'attuale "orderbook" e la flotta di navi a propulsione GNL, emerge infatti che la grande maggioranza delle navi in questione fa capo a società armatoriali operanti in aree SECA o in paesi che comunque offrono una qualche forma di sostegno all'investimento nelle tecnologie del gas.

Con riferimento a quanto richiamato sopra relativamente alla necessità di prevedere strumenti che incentivino il rinnovamento della flotta, possono essere presi in considerazione molti strumenti sebbene sia opportuno sottolineare che tali misure non devono comportare:

- distorsioni della concorrenza;
- introduzione di nuovi limiti di età delle navi (a livello nazionale);
- obblighi per le imprese ad effettuare gli interventi incentivabili.

Come indicato da fonti autorevoli (CENSIS) il sostegno finanziario al settore marittimo portuale consentirebbe di attivare un circolo virtuoso che, grazie al rinnovamento della flotta ed alla realizzazione di nuove infrastrutture, avrebbe significative ricadute in termini di reddito e occupazione.

## 5.11 SICUREZZA DELLO STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE

### 5.11.1 Quadro di riferimento tecnico normativo

Nell'ambito della sicurezza, dello stoccaggio e della distribuzione del GNL sono rilevanti per lo sviluppo del GNL quale combustibile marino:

- i depositi e i serbatoi di stoccaggio installati nei porti o nelle loro immediate vicinanze dove tali depositi possano rifornire o essere riforniti da navi gasiere o unità di ridotto tonnellaggio quali bettoline;
- i relativi collegamenti, diversi dalle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, che consentono l'ingresso e l'uscita dai depositi/serbatoi di GNL fino all'utilizzo finale, quali i collegamenti tra i depositi nei porti e le navi/bettoline e i collegamenti diretti tra due o più depositi di GNL;
- i componenti e gli accessori necessari al deposito quali ad esempio valvole, strumenti di misura, raccordi flessibili, giunti e pompe.

Dal punto di vista degli standard di sicurezza, per garantire una crescita coerente del settore del GNL è necessario tener conto delle normative esistenti e individuare le loro eventuali implementazioni necessarie. E' necessario anche tener conto degli aspetti relativi alla formazione del personale.

Un quadro di riferimento tecnico e normativo chiaro e stabile nell'ambito della sicurezza dello stoccaggio e della distribuzione del GNL per i vari usi è fondamentale per garantire una crescita coerente ed uniforme del settore e va analizzato partendo dalle normative esistenti e dall'individuazione delle eventuali implementazioni necessarie.

Le tematiche correlate con la sicurezza delle installazioni del GNL sono legate alle caratteristiche del prodotto, all'osservanza della normativa tecnica e alla formazione del personale addetto.

Da ciò discende che gli aspetti di sicurezza legati al GNL sono quelli riconducibili ad un liquido criogenico e quelli riconducibili al gas naturale (in particolare potenziali rischi di incendio e/o esplosione) e sono intrinsecamente correlati alle caratteristiche chimico-fisiche del GNL e del GN e alle modalità di "conservazione" che permettono al GNL di essere stoccato allo stato liquido per essere utilizzato in un secondo tempo o tal quale oppure, dopo rigassificazione, come GN.

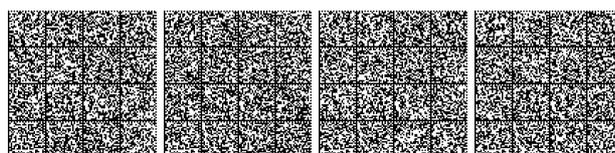
Per quanto riguarda le proprietà del GNL, sebbene il suo principale costituente sia il metano, nel valutarne il comportamento va considerato che il GNL non è metano puro e che quindi le sue proprietà variano in funzione della composizione del GNL stesso.

L'infiammabilità in aria del GNL varia durante l'evaporazione in funzione della composizione del prodotto di partenza e della differente velocità di evaporazione dei componenti la miscela. La composizione del GNL varia in funzione della composizione del GN da cui ha tratto origine e dai successivi processi di purificazione e liquefazione; va ricordato che, a sua volta, la composizione del GN di partenza varia in funzione della sua provenienza (area geografica di produzione).

Per quanto riguarda i limiti di infiammabilità, La Norma UNI EN 1160, la cui edizione vigente risale al 1998 (recepimento italiano dell'omologa norma EN del 1996, confermata nel 2011 dal CEN TC 282), riporta per il metano i tradizionali limiti di infiammabilità in aria, pari al 5% per il limite inferiore e al 15% per il limite superiore. La Tabella 6.1 riporta, per i principali composti presenti nel GNL, i limiti di infiammabilità (inferiore e superiore) per singolo componente estratti dalla Norma CEI-EN 61779-1 "Apparecchiature elettriche per la rilevazione e la misura di gas combustibili. Parte 1: Prescrizioni generali e metodi di prova", nella quale tali limiti vengono riportati quali indicativi per l'effettuazione delle prove specifiche relative alle apparecchiature elettriche per la rilevazione e la misura di gas combustibili (previste dalla norma medesima). Anche documenti elaborati dal CIG (Comitato Italiano Gas), quali le vigenti edizioni della Linea Guida 7 CIG "Classificazione delle dispersioni di gas" e della Linea Guida 16 CIG "Esecuzione delle ispezioni programmate e localizzate della dispersione sulla rete di distribuzione per gas con densità ≤0.8 e con densità >0.8", sono stati revisionati facendo riferimento ai limiti di infiammabilità riportati nella Norma CEI-EN 61779-1.

**Tabella 5: Caratteristiche di infiammabilità (Norma CEI-EN 61779-1)**

| | Limite inferiore di infiammabilità (% volume) | Limite superiore di infiammabilità (% volume) | Flash Point | Temp.di ignizione |
|---|---|---|---|---|
| Metano | 4,40 | 17,0 | | 537 |
| Etano | 2,50 | 15,5 | | 515 |
| Propano | 1,7 | 10,9 | -104 gas | 470 |
| n-Butano | 1,40 | 9,3 | - 80 gas | 372 |
| i-Butano | 1,3 | 9,8 | gas | 460 |
| Pentano (miscela di isomeri) | 1,40 | 7,8 | -40 | 258 |

Il GNL si differenzia dal GPL (Gas di Petrolio Liquefatto) in quanto il GPL è una miscela di gas liquefatti che hanno una temperatura critica molto superiore alla temperatura ambiente e quindi possono essere liquefatti per compressione, raffreddamento o per compressione seguita da raffreddamento. Alla temperatura di 15 °C, in funzione della composizione della miscela stoccata, i GPL hanno tensioni di vapore tra 1.5 e 4 bar; i GPL sono stoccati in recipienti di acciaio al carbonio non coibentati con pressioni massime raggiungibili fino a 30 bar. Il comportamento di una nube di gas prodotta da GNL varia al variare della temperatura del gas evaporato dalla massa liquida. A temperature basse il gas ha densità maggiore dell'aria e permane in prossimità della pozza liquida ma all'aumentare della temperatura il gas diviene meno denso e più leggero dell'aria.

Le caratteristiche fisiche evidenziano grandi differenze tra GPL e GNL. Tali differenze si concretizzano in norme di sicurezza e di costruzione distinte (si vedano le nuove guide tecniche dei Vigili del Fuoco per gli stoccaggi di GNL) e in applicazioni complementari, con il GNL rivolto a taglie di utenza molto superiori rispetto al GPL: un esempio evidente è nell'ambito del trasporto stradale dove il GPL si indirizza all'alimentazione di veicoli leggeri mentre il GNL all'alimentazione di mezzi pesanti.

#### 5.11.2 Fenomeni fisici associabili al GNL

Nella Norma UNI EN 1160 viene fatta menzione di tre particolari specifici fenomeni fisici, con differenti probabilità di accadimento, che possono essere ricondotti al GNL:

- Rollover: fenomeno per il quale grandi quantità di gas possono essere prodotte in un serbatoio di GNL in breve tempo. Il fenomeno è dovuto al formarsi nel serbatoio di due strati di GNL a densità diversa e ai relativi moti convettivi che si innescano tra detti strati. Tali moti causano una evaporazione del GNL e quindi un incremento della pressione nel serbatoio stesso che va tenuta in debita considerazione in fase di progetto del serbatoio.
- RPT (Rapida Transizione di Fase): quando due liquidi a temperatura differente vengono a contatto, possono generarsi reazioni esplosive in determinate circostanze. Questo fenomeno, chiamato rapida transizione di fase (RTP), può verificarsi quando vengono a contatto il GNL e l'acqua.
- Bleve: qualsiasi liquido al suo punto di ebollizione o ad esso prossimo e al di sopra di una certa pressione, evapora in modo estremamente rapido se rilasciato improvvisamente. Il fenomeno va considerato a livello di progetto delle valvole di sicurezza e del confinamento della perdita

Occorre tuttavia sottolineare che la corretta applicazione delle vigenti disposizioni legislative e delle norme tecniche di specie minimizzano molto la probabilità di accadimento di detti fenomeni sino a renderli pressoché trascurabili.

Per quanto riguarda la progettazione è inoltre importante segnalare che la maggior parte delle norme UNI EN e UNI ISO applicabili al settore criogenico escludono il GNL dal proprio campo di applicazione; quindi tali norme non possono essere applicate in similarità quando il fluido criogenico è il GNL, ma sono necessari ulteriori approfondimenti e aggiornamenti normativi. Esistono comunque molte norme tecniche dedicate specificamente al GNL che approfondiscono molti degli aspetti costruttivi e di sicurezza.

Uno degli aspetti tecnico/costruttivi particolarmente importante ai fini della sicurezza è la scelta dei materiali da utilizzare: nella Norma UNI EN 1160 viene dedicato un intero paragrafo ai materiali utilizzabili (vengono riportati degli elenchi non esaustivi) nell'industria del GNL in quanto "la maggior parte dei comuni materiali da costruzione si rompono, con frattura fragile, quando vengono esposti a bassissime temperature. In particolare, la tenacità a frattura dell'acciaio al carbonio è molto bassa alla temperatura tipica del GNL (-160 °C). Per i materiali utilizzati che sono a contatto con il GNL deve essere verificata la resistenza alla "frattura fragile".

### 5.12 FORMAZIONE, INFORMAZIONE, ADDESTRAMENTO DEL PERSONALE ADIBITO AL GNL

Da quanto già analizzato risulta evidente che un aspetto fondamentale per garantire la sicurezza delle attività associate al GNL è la diffusione di una corretta formazione,

informazione e addestramento del personale addetto all'esercizio e manutenzione dei depositi di GNL oltre che delle persone che utilizzano il GNL, per esempio come carburante.

Programmi formativi del personale addetto alla movimentazione del prodotto, per esempio addetti allo scarico del prodotto presso gli impianti di utenza, potrebbero rappresentare un utile strumento di conoscenza delle tematiche di sicurezza associate alle operazioni di travaso del prodotto con notevoli risvolti per la sicurezza delle operazioni. Tali programmi formativi dovrebbero affrontare le precauzioni generali per il corretto svolgimento delle operazioni di travaso e gli aspetti legati al comportamento del GNL in caso di fuoriuscita nonché le necessarie azioni per la gestione delle eventuali emergenze nelle fasi di trasferimento del prodotto. Infine, un'adeguata preparazione deve essere prevista per gli utenti che intendono utilizzare il GNL come carburante per i propri mezzi di trasporto e, in questo caso, ad essi dovrebbe essere indirizzata una formazione specifica sulle metodologie di rifornimento e sui comportamenti da adottare in caso di eventuale emergenza.

## 5.13 ACCETTABILITÀ SOCIALE DELLE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

L'accettabilità sociale delle infrastrutture energetiche, sia di grandi che di piccole dimensioni, da parte delle comunità locali e dell'opinione pubblica, è uno dei fattori condizionanti la loro realizzazione. La Strategia Energetica Nazionale del marzo 2013 riconosce che questa dinamica condiziona in molti casi la realizzazione di interventi prioritari per le politiche energetiche ed ambientali, e che è necessario adottare le iniziative che possano prevenire e minimizzare i conflitti attorno sia alle politiche di sviluppo delle infrastrutture energetiche che durante i singoli procedimenti autorizzativi.

La capacità di comprendere, prevenire e interagire con le dinamiche di conflitto ambientale che si sviluppano intorno ai progetti di realizzazione di infrastrutture energetiche da parte dei diversi attori pubblici e privati, coinvolti, è un fattore cruciale ancora fortemente sottovalutato. Tale capacità chiama in causa il rapporto delle imprese con il territorio in cui operano e, in questa prospettiva, l'uso che viene fatto degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione che in alcuni casi sono previsti nella normativa dei procedimenti autorizzativi.

L'attenzione all'uso preventivo degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione anche quando non previsti dalle normative in materia di tutela ambientale e rischio industriale nei processi autorizzativi per le infrastrutture energetiche può costituire quindi un supporto di cui tenere conto anche nello sviluppo delle infrastrutture per la filiera del GNL per usi finali.

La principale tematica, già emersa nell'esperienza italiana, sotto il profilo dell'accettabilità sociale che caratterizza la filiera del GNL è quella del rischio incidentale in connessione alle dinamiche di conflitto ambientale relative ai procedimenti autorizzativi dei terminali di rigassificazione di GNL.

Ciò è collegato al fatto che il GNL, quando presente in quantità superiore alle 50 tonnellate, rientra tra le sostanze oggetto delle norme in materia di controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi a determinate sostanze pericolose. Appare utile evidenziare quindi che la quasi totalità degli impianti a servizio della distribuzione finale del GNL saranno costituiti da stoccaggi di capacità inferiore a tale limite.

E' quindi il tema del rischio incidentale nella catena logistica del GNL quello su cui è necessario concentrare l'attenzione nelle attività preventive di comunicazione, informazione

e partecipazione connesse alla realizzazione e alla gestione delle diverse tipologie di infrastrutture e mezzi interessati.

Gli aspetti della normativa UE su controllo del pericolo di incidenti rilevanti con sostanze pericolose sono stati significativamente rafforzati. Anche se riferiti solo ai grandi terminali GNL, sono molto rilevanti, in materia di accettabilità sociale, gli strumenti messi in campo dall'UE e dall'Italia per i progetti che ricadono tra i progetti di interesse comune (PCI) secondo il regolamento UE n. 347/2013 sugli orientamenti per le infrastrutture energetiche transeuropee. Per i PCI la UE ha chiesto uno sforzo rilevante ai paesi membri per snellire e rafforzare i procedimenti autorizzativi di questa tipologia di infrastrutture energetiche.

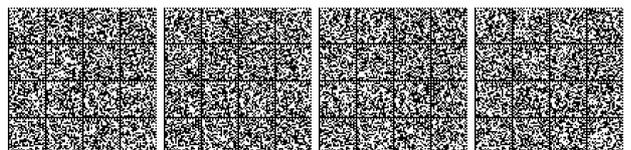
Il Governo italiano ha dato adempimento a quanto previsto dall'art. 9 del Regolamento UE n. 347/2013 con la pubblicazione del Decreto Ministeriale 11 febbraio 2015 con il quale il Ministero dello sviluppo economico ha approvato il "Manuale delle procedure per il procedimento di rilascio delle autorizzazioni applicabili ai progetti di interesse comune". Il manuale recepisce tutti gli aspetti previsti dalla normativa e dagli orientamenti UE in materia di trasparenza e partecipazione del pubblico nei procedimenti autorizzativi dei PCI.

Le novità normative in materia di rischio industriale e procedimenti autorizzativi dei PCI inerenti la tematica dell'accettabilità sociale delle infrastrutture quindi non coinvolgono direttamente le tipologie prevalenti di impianti che dovranno essere realizzati per lo sviluppo della filiera degli usi finali del GNL ma costituiscono un riferimento utile anche come orientamenti e linee guida nella gestione delle problematiche di accettabilità sociale.

Nel caso dei piccoli e medi impianti di stoccaggio del GNL, non necessariamente dotati di funzioni di rigassificazione, il tema dell'accettabilità sociale deve essere quindi affrontato adeguatamente, fermo restando che il "track record" dell'incidentalità del GNL a livello globale, nei settori dove da anni è diffuso il trasporto e utilizzo del prodotto (molte navi gasiere per il trasporto del GNL utilizzano il boil-off gas per alimentare i motori principali della nave) è di assoluto primato per quasi totale assenza di eventi incidentali, come testimoniato dai più recenti studi che hanno raccolto evidenza su questo tema (studio DMA, North European LNG Infrastructure).

## 5.14 RUOLO DEGLI STRUMENTI DI INFORMAZIONE E PARTECIPAZIONE

Il primo passo per favorire la creazione delle migliori condizioni sotto il profilo dell'accettabilità per la realizzazione delle singole infrastrutture previste dalla strategia sull'utilizzo del GNL è stato quello di sottoporre al pubblico interessato i suoi obiettivi ed i suoi contenuti ad una fase di informazione, consultazione e partecipazione pubblica, preventiva alla sua definitiva approvazione. Nella prevenzione delle dinamiche di conflitto ambientale gli obiettivi degli strumenti di informazione e partecipazione da utilizzare nei procedimenti autorizzativi di singoli progetti sono:

- informare il pubblico interessato fin dalla fase ideativa
- comprendere prospettive, preoccupazioni, valori e conoscenze del pubblico interessato
- tenere conto delle indicazioni del pubblico interessato nel processo decisionale
- influenzare l'impostazione del progetto
- aumentare la fiducia del pubblico interessato
- migliorare la trasparenza e responsabilizzazione nella gestione del processo decisionale
- ridurre il conflitto.

Gli strumenti di informazione e partecipazione devono prevedere:

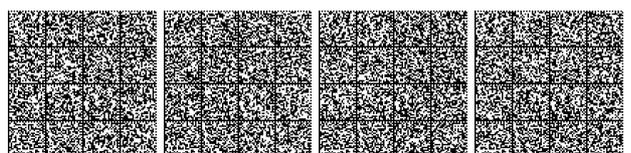
- un approccio il più possibile preventivo nell'attivazione degli strumenti e delle iniziative prima dell'attivazione formale del procedimento autorizzativo;
- un atteggiamento nell'uso degli obblighi di informazione e partecipazione che non sia burocratico e formalistico;
- un approccio condiviso da parte dell'impresa proponente e della pubblica amministrazione responsabile del procedimento autorizzativo, nell'uso degli strumenti di informazione e partecipazione.

Allo stato attuale le piccole e medie infrastrutture legate allo sviluppo della filiera del GNL ancora poco diffuse e conosciute, non costituiscono oggetto di dinamiche di conflitto ambientale come accaduto nel caso dei grandi terminali di approdo delle navi gasiere per lo stoccaggio e rigassificazione del GNL. L'obiettivo è quindi mettere in atto tutte le azioni che possano creare le migliori condizioni di accettabilità sociale nello sviluppo delle filiera del GNL fornendo a tutti gli attori pubblici e privati strumenti e indirizzi utili sia a prevenire criticità legate a mancata informazione del pubblico interessato che alla gestione delle potenziali dinamiche di conflitto nella realizzazione di singole infrastrutture.

## 5.15 SITO WEB NAZIONALE PER L'INFORMAZIONE SULLA FILIERA DEL GNL

Il Ministero dello sviluppo economico attiverà un sito web dedicato alla informazione sulla filiera del GNL da configurare come hub unico informativo sia da parte delle articolazioni della pubblica amministrazione centrale e locale coinvolte, che delle imprese interessate. Il sito dovrà avere un'impostazione di divulgazione tecnico scientifica in modo da costituire uno strumento per la diffusione di una corretta informazione sul prodotto e sulle infrastrutture di stoccaggio e distribuzione. La definizione e lo sviluppo degli argomenti potrà essere condiviso con le Amministrazioni e con i settori industriali coinvolti, per il tramite delle associazioni di riferimento che potranno raccogliere le informazioni fornendo un quadro generale del settore.

Si indicano di seguito i principali contenuti del sito

- Illustrazione dei contenuti (obiettivi e strumenti) della strategia sull'utilizzo del GNL in Italia
- Materiale divulgativo di base sul GNL e sulle diverse articolazioni tecnologiche della filiera.
- Link ai siti e alle pagine web dedicate delle principali articolazioni istituzionali coinvolte nella filiera del GNL (VVFF, MATTM, MIT, Capitanerie di porto, Regioni, Stazione sperimentale combustibili)
- Raccolta di documenti inerenti la Legislazione (comunitaria e nazionale) e le disposizioni amministrative rilevanti per la filiera del GNL.
- Normative tecniche di riferimento per la filiera del GNL
- Documentazione sugli sviluppi della filiera del GNL in altri paesi a partire da quelli dell'UE
- Descrizione dei benefici ambientali

- Descrizione dei punti di forza del GNL
- Descrizione delle filiere di utilizzo
- Il sito dovrebbe fornire direttamente (o rendere accessibili tramite link) informazioni al pubblico interessato sulle tematiche di tutela ambientale e prevenzione del rischio di incidenti, evidenziando gli strumenti tecnici e gestionali che consentono di gestire le attività della distribuzione del GNL in sicurezza.
- Nel caso di impianti sottoposti a procedure autorizzative che prevedono obblighi informativi verso il pubblico interessato il sito dovrà rendere direttamente disponibile o accessibile (tramite link) la documentazione pubblica presente nei siti delle autorità competenti e delle imprese interessate.
- Nel caso di impianti sottoposti a procedure autorizzative che non prevedono obblighi informativi verso il pubblico interessato il sito può rendere disponibile degli schemi descrittivi generali di carattere divulgativo delle principali tipologie infrastrutturali (esempio il distributore di GNL per mezzi pesanti), delle specifiche problematiche di rischio, dei regimi autorizzativi specifici, e le specifiche misure di prevenzione richieste dalla normativa.
- Il sito può anche essere utilizzato come uno strumento per le Autorità competenti per fornire una risposta pubblica a quesiti ricevuti, con risposte preventivamente condivise in ambito di un coordinamento tecnico nazionale, anche con la presenza delle associazioni interessate.

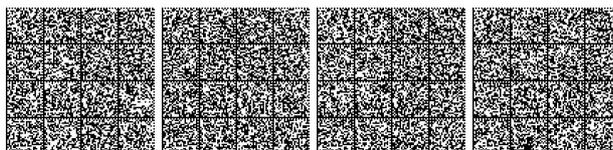
## 5.16 ESAME DELLA CONTRATTUALISTICA ESISTENTE IN ALTRI PAESI

L'analisi della contrattualistica ad oggi presente negli altri Paesi (quali ad esempio Spagna, Belgio, Francia, Olanda) per i servizi Small Scale LNG fa emergere la necessità di favorire in modo organico lo sviluppo del nuovo segmento di business e dell'attuale quadro normativo. La scelta effettuata è che le modalità di offerta dei nuovi servizi di Small Scale LNG, in un quadro di competizione tra diverse scelte logistiche e di strutturazione della filiera non possano che essere effettuate senza vincoli di unbundling proprietario, così come già avviene per i carburanti tradizionali.

## 5.17 IMPIANTI DI LIQUEFAZIONE DI TAGLIA RIDOTTA

Tenuto conto della distribuzione capillare di gas naturale già esistente in Italia può assumere interesse in alcuni casi anche la soluzione basata su impianti di liquefazione di piccola (4.000 – 20.000 ton per anno) e media taglia (20.000 – 100.000 ton per anno) che siano progettati per rimuovere i componenti accessori del gas naturale ed elementi pesanti ad un livello tale da garantire la liquefazione del gas in modo sicuro. Le attuali tecnologie di liquefazione per questa tipologia di impianti hanno creato numerose opportunità nelle applicazioni sia off-shore che on-shore. A seconda della qualità del gas disponibile e della capacità dell'impianto, i diversi sistemi necessari alla liquefazione possono variare da caso a caso. Tra i vantaggi comuni ai diversi impianti si evidenziano in particolare la disponibilità ed affidabilità della tecnologia, la possibilità di funzionamento senza presidio e la modularità e facilità di ricollocazione.

## 5.18 UTILIZZO DEL GNL NELLA REGIONE SARDEGNA

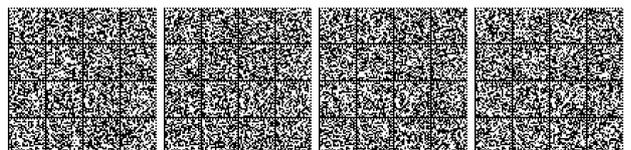
Un progetto di elevata rilevanza per l'impiego del gas naturale liquefatto (GNL) può essere costituito dalla metanizzazione della Sardegna, tematica di grande interesse da parte della

Regione, tanto da essere inserita nel Piano energetico e ambientale sardo 2014-2020. Ciò anche a seguito dalle difficoltà di realizzazione del progetto GALSI (gasdotto di collegamento dall'Algeria all'Italia via Sardegna e con approdo a Piombino) dovute sia alla riduzione delle esportazioni di gas naturale dall'Algeria che al suo elevato costo di realizzazione. Di conseguenza, vari operatori hanno proposto diversi progetti alternativi, alcuni dei quali presentati al Ministero dello sviluppo economico anche nell'ambito dei loro piani decennali di sviluppo delle reti del gas naturale.

Detti progetti, tra loro alternativi, sono:

Tubazione di collegamento sottomarina e dorsale sarda: il progetto utilizzerebbe in senso inverso il tracciato del progetto GALSI ricadente nel territorio italiano, ovvero senza la tratta Algeria – Sardegna, e, partendo dalla costa toscana (Piombino), approderebbe ad Olbia per poi proseguire fino a Cagliari attraverso una dorsale da realizzare lungo l'isola da Olbia a Cagliari; tale opera:

- si configurerebbe come un'estensione della rete nazionale di trasporto del gas naturale;
- richiederebbe un tempo di realizzazione di circa 4 anni dall'ottenimento dell'autorizzazione;
- sarebbe dimensionata per la potenziale domanda sarda massima stimata in circa 500 milioni di mc/anno;
- non necessiterebbe della realizzazione di una centrale di compressione del gas in quanto risulta sufficiente la pressione del punto di uscita dalla rete nazionale di trasporto di Piombino;
- presenterebbe un costo di realizzazione di circa 1 miliardo da ripartire sulla tariffa di trasporto nazionale della rete del gas naturale per una durata di 20 anni e con un onere stimato in circa 120 milioni di euro all'anno, su tutti i consumatori italiani;
- garantirebbe una sicurezza dell'approvvigionamento pari a quella della rete di trasporto nazionale del gas e un potenziale pari trattamento di prezzo del gas del consumatore domestico sardo rispetto agli altri consumatori nazionali finché continuerà l'attuale regime di tutela;
- permetterebbe una competitività delle forniture del gas naturale alle industrie sarde in quanto tutti i venditori potrebbero accedere al mercato del gas sardo;
- presenterebbe tuttavia lunghi tempi di realizzazione ed un alto costo in rapporto ai consumi di gas naturale previsti nell'isola.

Rigassificatore: consisterebbe nella costruzione di un impianto di rigassificazione di GNL di piccola taglia connesso alla dorsale interna all'isola da realizzare con un costo complessivo stimato in circa 800 milioni-un miliardo di euro; tale soluzione:

- presenterebbe tempi più rapidi di realizzazione rispetto all'opzione gasdotto, comunque dipendenti dalla soluzione tecnica adottata per la sua realizzazione (offshore o onshore);
- consentirebbe di applicare un procedimento autorizzativo già sperimentato per altri progetti;
- avrebbe tuttavia un costo simile alla realizzazione del gasdotto da Piombino;
- necessiterebbe di un soggetto privato per la sua realizzazione (nessun progetto è stato sinora presentato).

Vi sono tuttavia alcuni aspetti da tenere in conto in quanto:

- potrebbe suscitare opposizioni locali alla sua realizzazione (come già avvenuto per altri progetti);
- necessiterebbe del rilascio della “Third Part Access exemption” (ovvero dell’esenzione dall’accesso di terzi) e della dichiarazione della strategicità per ottenere un iter autorizzativo accelerato e il possibile trattamento regolatorio incentivante da parte dell’Autorità di regolazione, senza il quale la sua gestione non sarebbe economicamente sostenibile;
- richiederebbe una norma per stabilire un sistema compensativo (del tipo “bonus gas”) per i clienti domestici sardi al fine di compensare il potenziale maggior prezzo del GNL rispetto al metano importato via gasdotto

SSLNG: tale soluzione prevedrebbe la realizzazione di più depositi costieri, o basati su navi cisterna ormeggiate in siti idonei (ad es. Porto Torres, Cagliari e Oristano) necessari per la ricezione via nave del GNL, con approvvigionamento effettuato presso altri terminali di GNL spagnoli o francesi e, in futuro, anche nazionali; in tal caso si potrebbe procedere alla metanizzazione dell’isola in modo graduale partendo dalle aree di Cagliari e Sassari che sono quella a maggior consumo. In particolare nella zona di Cagliari il GNL rigassificato potrebbe essere immesso nelle esistenti reti di distribuzione cittadine alimentate ad aria propanata, mentre nelle altre aree ove non risulta economica la realizzazione di una rete di distribuzione (per la bassa densità di popolazione e/o per la conformazione sfavorevole del territorio) sarebbe in una prima fase possibile effettuare le forniture sin da subito mediante il trasporto del GNL su gomma tramite cisterne criogeniche, scaricandolo in appositi depositi ubicati in prossimità delle utenze civili e industriali nonché nelle cisterne dei punti vendita carburanti per la fornitura di GNL (ed eventualmente di CNG-gas naturale compresso) per uso autotrazione; in una seconda fase, ove conveniente, sarebbe possibile procedere alla realizzazione di una dorsale interna al fine di connettere i vari depositi alle reti di distribuzione cittadine esistenti e a quelle da sviluppare.

La soluzione del GNL a piccola scala, considerando anche le incertezze della domanda di gas che dipende dai prezzi che potrebbero essere praticati in Sardegna (i quali dovranno anche tener conto dei costi di trasporto sostenuti) appare la migliore per la metanizzazione dell’Isola in quanto:

- presenta un’elevata flessibilità data la modularità nella realizzazione delle infrastrutture adattabile alla crescita dei consumi;
- consente un graduale sviluppo della rete interna;
- ha tempi più rapidi di realizzazione;
- permette l’utilizzo del GNL anche per i trasporti navali e stradali e per il soddisfacimento dei fabbisogni industriali.

In particolare relativamente allo sviluppo del GNL in Sardegna si segnala l’interesse di diversi operatori e sono stati già presentati alcuni progetti di depositi costieri di GNL.

## 5.19 PREVISIONI DI MERCATO PER SMALL SCALE LNG AL 2020, 2025 E 2030

Sulla base di quanto illustrato nei capitoli precedenti, si riportano per ciascun settore considerato gli scenari previsti per il 2020, 2025, 2030 relativi allo sviluppo del mercato Small Scale LNG.

Le previsioni sono state formulate sulla base delle procedure autorizzative in corso e degli studi già eseguiti dagli operatori di settore.

Come si può notare dalla tabella il contributo a breve-medio termine del GNL sia per il trasporto su strada, sia per quello marittimo, appare significativo con un conseguente impatto positivo sull'inquinamento atmosferico.

Si riporta un glossario esplicativo di quanto indicato nella tabella in calce.

**Tabella 6: Previsioni di installazioni per il 2020, 2025 e 2030**

| Applicazione | Previsioni 2020 | Previsioni 2025 | Previsioni 2030 | Note |
|---|---|---|---|---|
| Impianti di stoccaggio (primari) di GNL presso terminali di rigassificazione e/o terminali di ricezione | 3 | 4 | 5 | depositi da 30.000-50.000 mc |
| Impianti di stoccaggio (secondari) di GNL | 5 | 15 | 30 | per una taglia da 1.500 mc liquidi fino a 10.000 mc liquidi |
| Impianti di rifornimento di metano integrati con GNL | 2% | 10% | 800 | |
| Mezzi di trasporto pesante su strada a GNL Veicoli nuovi | | 0 | 12-15% (ovvero 30.000 - 35.000 mezzi) | percentuale sul parco circolante sia mono fuel che dual fuel |
| Domanda di GNL per trasporto pesante (tonnellate/anno) | 400.000 | 1.250.000 | 2.500.000 | |
| Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MIN | | | 500.000 | |
| Domanda di GNL per trasporto leggero L-CNG (tonnellate/anno) - MAX | | | 1.000.000 | |
| Domanda di GNL nel mercato OFF-GRID (tonnellate/anno) | | | Industria: 1.000.000 - 2.000.000<br>Civile: 300.000 - 600.000 | |
| domanda GNL bunker (tonnellate) | | 800.000 | 1.000.000 | |
| Mezzi navali alimentati a GNL di nuova costruzione | 2 | 20 | 35 | |
| Conversione di mezzi navali alimentati a GNL | 5 | 20 | 25 | |
| Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL | 5 | 7 | 10 | |
| Numero di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TENT-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti a GNL | 3 | 5 | 7 | |
| Punti di rifornimento del GNL per le navi che operano nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna | 10 | 12 | 20 | |

**Depositi Costieri**

Nel 2020 si è previsto siano operativi solo i depositi relativi ai Terminali di rigassificazione di Panigaglia, Rovigo e Livorno (OLT).

Nel 2025 potrebbe entrare in esercizio un terminale di rigassificazione, nel Sud Italia, oppure potrebbe essere realizzato un terminale di ricezione.

Nel 2030 potrebbe entrare in esercizio un ulteriore terminale di rigassificazione o di ricezione.

**Impianti di stoccaggio secondari**

Si intendono impianti secondari sia costieri, sia interni.

**Impianto di distribuzione (rifornimento) di metano integrati con GNL**

Si tratta di impianti prevalentemente situati sulle strade statali principali a ridosso di svincoli autostradali, a causa delle problematiche poste dalle concessioni delle stazioni di servizio autostradali.

**Mezzi di trasporto pesante su strada**

Si è ipotizzata una prevalenza dei mezzi di trasporto nuovi rispetto a quelli di retrofit.

**Domanda di GNL per autotrasporto**

La domanda è stata calcolata in relazione al numero di veicoli previsto.

**Penetrazione GNL nel mercato off-grid**

E' stata prevista una ipotesi minima ed una massima, a seconda se il prezzo del petroli resterà attorno ai 30 $/barile, o se risalirà a circa 100 $/barile. Il mercato off grid considerato comprende sia i consumi industriali, sia quelli relativi ai mezzi di trasporto, sia gli usi civili.

**Mezzi navali a GNL**

Sono state indicate separatamente le previsioni relative a realizzazioni di nuovi mezzi navali e a conversioni di mezzi esistenti.

I dati riportati, qualora non sia indicato un range di variabilità, si riferiscono al caso il cui il prezzo del petrolio rimanga pari a circa 30 $/barile, nel caso risalga a 100 $/barile le previsioni potrebbero aumentare del 50/100%.

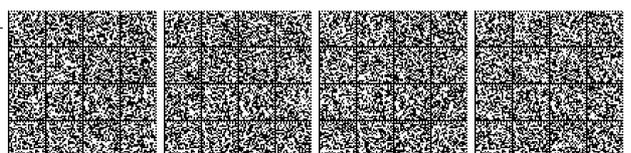
**Punti di carico per i veicoli cisterna di GNL**

Verosimilmente ogni terminale di rigassificazione, di ricezione o di stoccaggio secondario disporrà di un punto di carico per i veicoli cisterna a GNL, fatta eccezione per gli impianti offshore. Quindi coerentemente con le ipotesi presentate in tabella, si ipotizza che degli 8 impianti di stoccaggio primari e secondari al 2020, solo 5 disporranno del punto di carico, 7 su 19 al 2025 e 10 su 35 al 2030.

Numero di punti di rifornimento per il GNL accessibili al pubblico almeno lungo la rete centrale della TEN-T per assicurare la circolazione dei veicoli pesanti a GNL

Si noti che attualmente i primi impianti di distribuzione di GNL, nati su iniziativa privata senza una programmazione concertata, non ricadono lungo i corridoi TEN-T. Inoltre le difficoltà inerenti le concessioni delle stazioni di servizio autostradali sembrano pregiudicare lo sviluppo di punti di rifornimento che non costringano ad uscire dalla autostrada. D'altronde, 5 impianti ben posizionati potrebbero soddisfare il requisito minimo UE dei 400 km. In sintesi si propone di ipotizzare 3 impianti nel 2020, 5 impianti nel 2025 e 7 impianti nel 2030.

**Punti di rifornimento del GNL per le navi che operano nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna**

Probabilmente, ogni impianto di stoccaggio costiero, primario o secondario, si doterà di un punto di rifornimento di GNL per navi. A questi si potranno aggiungere i porti che vorranno

dotarsi di una bettolina GNL in grado di rifornire le navi, per poi approvvigionarsi in un impianto di stoccaggio vicino. Al 2020, se si ipotizzano 3 depositi costieri e 5 impianti di stoccaggio secondari, di cui ipoteticamente la metà interni, si arriva a circa 5 punti di rifornimento costieri. Aggiungendo i porti serviti da bettoline e gli eventuali punti di rifornimento lungo le vie d'acqua interne si può arrivare a 10. Tenendo conto che i porti Core sono 14 e che alcuni altri porti potranno essere interessati all'opportunità per dimensioni o per tipo di traffico (Es. Messina), si possono ipotizzare 12 porti al 2025 e 20 al 2030.

# 6 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'

La differenza principale tra un veicolo a GNC e a GNL si rileva nel sistema di stoccaggio in fase liquida e nel dispositivo di vaporizzazione del combustibile.

Le principali tecnologie motoristiche presenti sul mercato si differenziano per il tipo di ciclo termodinamico (Otto con accensione comandata e Diesel con accensione per compressione), per il tasso di sostituzione del diesel (100% per i mono-fuel, 40-95% per i dual-fuel) e per il tipo di iniezione (diretta in camera di combustione o indiretta sul collettore di aspirazione).

La tecnologia di stoccaggio del GNL si differenzia essenzialmente per la presenza o meno di un elemento pompante.

L'utilizzo di serbatoi con pompa criogenica permette coefficienti di riempimento maggiori (gas naturale liquefatto sottoraffreddato e quindi a maggiore densità) ed è solitamente in combinazione con motori ad iniezione diretta per i quali viene richiesto il combustibile ad alta pressione.

Lo svantaggio è legato principalmente ai costi maggiori e alla necessità di manutenzione della pompa.

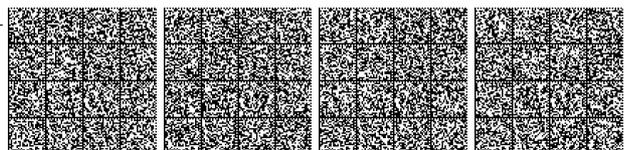
I serbatoi passivi che lavorano grazie alla pressione di equilibrio del GNL con il suo vapore saturo presentano maggiore semplicità costruttiva e sono solitamente in combinazione con motori ad iniezione indiretta sul collettore di aspirazione sia mono-fuel che dual-fuel. Il serbatoio criogenico dispone di valvole automatiche che permettono di prelevare il combustibile sia in fase gassosa che liquida in modo da mantenere la pressione ad un livello ottimale ed evitare lo scarico di sicurezza del vapore in atmosfera (venting). Un vaporizzatore riscaldato dall'acqua di raffreddamento del motore consente il passaggio di fase da liquido a gas, alla pressione di alimentazione del motore stabilita. Il gas è iniettato nel collettore d'aspirazione a una pressione di 4÷9 bar. Tale valore corrisponde a una temperatura di stoccaggio nel serbatoio di -130 -140°C.

I motori, indipendentemente dal tipo di stoccaggio del GN o bio-metano, sono alimentati da combustibile in fase gassosa.

Per il rispetto dei limiti EURO VI i motori diesel necessitano di un filtro anti-particolato (FAP) e un catalizzatore de-NOx SCR (Selective Catalytic Reduction) con l'additivazione dei gas di scarico con urea e quindi un serbatoio supplementare e un sistema di dosaggio urea a valle del FAP. Nonostante la maggiore complessità del sistema di trattamento dei gas di scarico, l'efficienza di un motore a gasolio risulta comunque maggiore di quella di un motore a GN ad accensione comandata.

L'alimentazione a GN riduce drasticamente la tossicità dei gas di scarico e il contributo all'effetto serra (tank-to-wheel) nonostante il minore rendimento del motore sia per il gas di origine fossile che per il bio-metano in fase gassosa o liquida. I valori delle emissioni di ossidi d'azoto (NOx) e particolato (PM) riscontrati con alimentazione stechiometrica e convertitore catalitico trivalente sono molto contenuti, permettendo di rispettare i limiti EURO VI con ampio margine.

## 6.1 MERCATO POTENZIALE DEL GNL E RELATIVI IMPATTI

Un modello di simulazione denominato DSS "T-Road Europe" è stato elaborato da Iveco-CSST per quantificare le percorrenze che potranno essere svolte con veicoli a GNL nella rete stradale italiana, con orizzonte temporale al 2020, tenendo conto dei principali fabbisogni

commerciali e di scambio merci (struttura della domanda) e partendo da alcuni presupposti programmatici in materia di impianti e infrastrutture (struttura dell'offerta).

Con una specifica simulazione dei traffici merci nazionali al 2013, si è implementato lo scenario di mercato ritenuto più credibile per il trasporto merci stradale italiano operabile con veicoli GNL ("*GNL Best Case Scenario*").

La struttura metodologica del modello consente anche di stimare il possibile beneficio, in termini di minori emissioni (CO2, NOx, PM), a cui si perverrebbe nello scenario operativo simulato. La valutazione si basa sul confronto tra uno scenario di movimentazione tutto-diesel ("*Business as Usual Scenario*") e lo scenario operativo con parco GNL ("*GNL Best Case Scenario*").

Il modello sviluppato per definire il mercato potenziale del trasporto merci stradale con GNL si fonda su alcune ipotesi, che rappresentano il background logico su cui poggia l'elaborazione. Si sono considerati i principali parametri funzionali di riferimento:

- una rete di primo livello delle aree di rifornimento GNL presso i principali porti e interporti e anche nei principali snodi e confini di Stato autostradali, ad esempio sul confine italo austriaco di Tarvisio (Udine); (Figura 3);
- una rete stradale che comprende la viabilità primaria nazionale e i collegamenti di adduzione per interporti e a porti;
- i traffici di riferimento composti dai veicoli merci utilizzati maggiormente per la lunga percorrenza (assimilabili ai veicoli con PTT >11 ton), alimentabili con la tecnologia GNL;
- un'autonomia dei veicoli commerciali pesanti alimentati a GNL pari a 600 Km;
- un indice di carico medio pari a 15 ton per veicolo, finalizzato al calcolo delle ton x km trasportate;
- una domanda potenziale rappresentata dai viaggi aventi per origine e destinazione località non più distanti di 20 km rispetto alle aree di rifornimento GNL più vicine, presupponendo che un autotrasportatore troverà conveniente utilizzare il mezzo a GNL solo se dovrà coprire un percorso specifico per il rifornimento pari a meno di 40 km (20+20 Km a un criterio di selezione dei viaggi interessati mediante calcolo del «raggio di adduzione variabile» per ciascun viaggio, al fine di selezionare ciascun viaggio avente origine-destinazione presso località (centroidi) distanti non oltre 20 Km dall'area di rifornimento GNL più vicina;
- inclusione nella domanda potenziale dei viaggi che prevedono lungo il percorso – tra origine e destinazione - la presenza di aree di rifornimento GNL non più distanti di 5 Km, in grado di assicurare un rifornimento intermedio durante il viaggio.

**Figura 3: Localizzazione Porti ed Interporti**

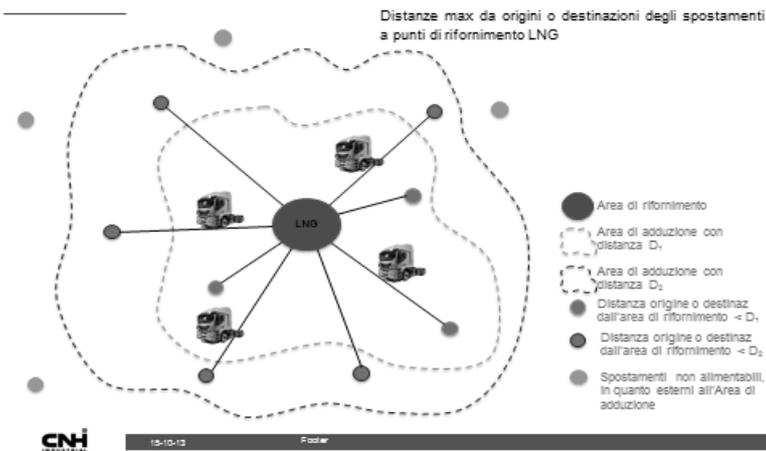



**Figura 4: Schema delle Aree di Adduzione**

**1-movimentazione con origine e destinazione presso località incluse all'interno di aree di rifornimento GNL;**

<table>
<tr><td></td><td>2-movimentazione con la sola origine presso località incluse all'interno di un'area di rifornimento GNL;</td></tr>
<tr><td rowspan="2">
</td><td>1-movimentazione con origine e destinazione presso località incluse entro aree di rifornimento GNL e presenza di punto di rifornimento intermedio;</td></tr>
<tr><td>2-movimentazione con la sola origine presso località incluse entro un'area di rifornimento GNL e presenza di punto di rifornimento intermedio;</td></tr>
</table>

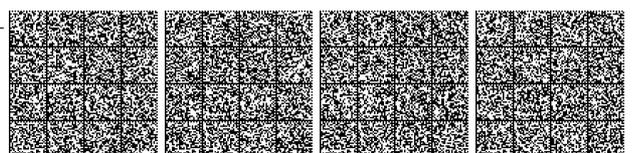
**Figura 5: Schemi movimentazione**

Il modello ha assegnato i 4 tipi di spostamento alla rete primaria nazionale, selezionando i traffici esercitabili con mezzi alimentabili a GNL e identificando il mercato potenziale del trasporto stradale merci con GNL (Fonte CNH).

## 6.2 RISULTATI

Il modello ha quantificato e localizzato gli spostamenti esercitabili con mezzi GNL, con due unità di misura standard: *numero di spostamenti da origine a destinazione (OD)*; *ton x km trasportate*.

Sulla rete stradale primaria italiana si effettuano 311.300 viaggi/giorno per movimentazioni merci. L'elaborazione indica un mercato potenziale del trasporto con mezzi a GNL pari a ~75.800 viaggi/ giorno.

Circa un quarto degli spostamenti quindi, può essere effettuato con mezzi a GNL. Tra questi, oltre 50.000 sono spostamenti andata/ritorno che si avvalgono di un solo punto di rifornimento, usato all'inizio del viaggio. Ciò significa che gran parte degli spostamenti identificati si svolgono entro 300-400 km (Figura 6).

**Spostamenti**

| | OD<100km | OD tra 100 e 200 km | OD tra 200 e 400 km | OD tra 400 e 600 km | OD >600 km | Totale |
|---|---|---|---|---|---|---|
| OD Dirette | 2.361 (3,1%) | 5.528 (7,3%) | 8.233 (10,9%) | 1.168 (1,5%) | | 17.288 (22,8%) |
| OD A/R | 22.743 (30,0%) | 18.821 (24,8%) | 7.708 (10,2%) | | | 49.271 (65,0%) |
| OD con rifornimento | | | 3.050 (4,0%) | 2.314 (3,1%) | 3.859 (5,1%) | 9.223 (12,2%) |
| TOTALE | 25.104 (33,1%) | 24.348 (32,1%) | 18.990 (25,1%) | 3.483 (4,6%) | 3.859 (5,1%) | 75.783 (100,0%) |

CNH INDUSTRIAL 15-10-13 Footer 13

**Figura 6: Individuazione del mercato potenziale – Principali risultati**

Le movimentazioni che si possono effettuare con mezzi a GNL riguardano circa 235 milioni di ton x km, pari al 32% delle movimentazioni totali attualmente presenti sulla rete stradale italiana (Fonte CNH).

## 6.3 BENEFICI AMBIENTALI

Le elaborazioni per stimare le minori emissioni dall'utilizzo del mezzo GNL per le missioni di trasporto merci di lunga percorrenza sono state effettuate su uno scenario 2025, presupponendo un definito assetto del parco circolante sulla rete nazionale, per i mezzi con PTT ≥18 ton:

**Tabella 7: Composizione del parco ≥18 ton – scenario 2025**

| Parco solo diesel | | Parco con quota GNL (sostituzione Euro IV) | |
|---|---|---|---|
| Euro IV | 25,9% | Euro IV | 17,9% |
| Euro V | 32,3% | Euro V | 32,3% |
| Euro VI | 41,8% | Euro VI | 41,8% |
| GNL | 0% | GNL | 8,0% |

E' stata effettuata quindi un'assegnazione modellistica comparata sulle emissioni complessive del traffico merci riconducibile a questa tipologia di mezzi.

Questa scelta di metodo consente la stima più credibile e corretta, in quanto tiene conto di tutte le condizioni operative del sistema, a partire da un'evoluzione logica e verosimile della struttura del parco circolante.

**Tabella 8: Composizione del parco ≥18 ton – scenario 2025**

| | Parco solo diesel | Parco con quota GNL (sostituz. Euro IV) | Diff % |
|---|---|---|---|
| $CO_2$ | 1.561 ton | 1.500 ton | -3,9 |
| NOx | 5.289 kg | 4.900 kg | -7,2 |
| PM | 120 kg | 88 kg | -26,1 |

Il risultato evidenzia il notevole contributo che l'immissione nel sistema dei mezzi GNL può fornire per le strategie di riduzione delle emissioni, con forti vantaggi per le tutte le tipologie di inquinanti e gas serra, in particolare per le emissioni di PM e polveri sottili.

Questi vantaggi sono messi ancor più in luce se si esegue un'assegnazione comparativa per una sola missione-tipo. Estrapolando tra le migliaia di spostamenti origine-destinazione che compongono il modello la singola OD di 490 km Genova Porto – Roma Nord (via centro merci di Prato + Interporto di Orte), i benefici conseguibili sono indicati in Figura 7.

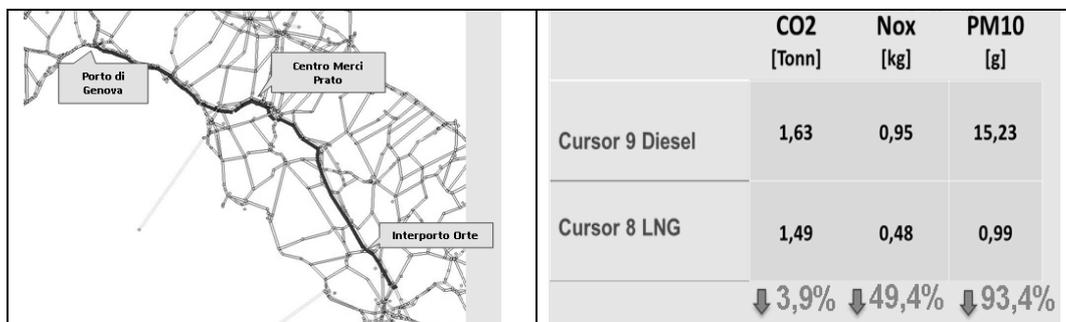



**Figura 7: Schema Benefici Viaggio Genova-Roma**

La domanda di gas del settore trasporti è, ad oggi, costituita principalmente da GNC per autotrazione. Tale domanda è attesa svilupparsi rapidamente nel prossimo decennio come GNL per autotrazione pesante e bunkeraggi. Sulla base delle ipotesi qui di seguito elencate si formula una previsione di eventuale scenario:

- un differenziale di prezzo della materia prima sufficientemente ampio e in allargamento tra gas e prodotti oil lungo l'arco di tempo considerato (2016-30);
- un regime fiscale che mantenga, almeno nelle fasi di sviluppo del mercato, una certa convenienza alla sostituzione di veicoli a benzina/diesel con GNC-GNL;
- un miglioramento delle tecnologie motoristiche a metano e, di conseguenza, maggiore disponibilità di veicoli sul mercato e riduzione degli extracosti dei nuovi veicoli;
- una modifica dei consumi di diesel pari a circa il 15% del totale trasporto pesante su strada al 2030 (poco al di sopra dell'1% al 2020);
- complessivamente il gas naturale è atteso soddisfare al 2030 oltre il 10% dei consumi totali di energia del settore trasporti in Italia (vs 2% oggi).

In termini di potenziale massimo a regime, il GNL potrebbe soddisfare fino al 20% della domanda italiana di energia per i trasporti. Un'infrastruttura in grado di supportare il massimo potenziale di penetrazione del GNL nelle applicazioni downstream è fortemente "capital intensive", pertanto il suo sviluppo richiede la soddisfazione di 4 fattori abilitanti:

- un quadro regolatorio definito e favorevole;
- la disponibilità di GNL in Italia;
- la convenienza relativa del GNL sulle alternative oil;
- disponibilità di una gamma completa di veicoli GNL a prezzi competitivi.

# 7 ALTRI USI INDUSTRIALI

## 7.1 QUADRO DELLA DOMANDA ENERGETICA DEI MERCATI OFF-GRID E POTENZIALE DI PENETRAZIONE DEL GNL

Il GNL rappresenta un nuovo vettore energetico disponibile per rispondere alle esigenze energetiche delle utenze non raggiunte dalla rete di distribuzione del gas naturale. Il settore dell'industria risulta essere quello di maggiore attrattiva per il GNL; l'industria ha rappresentato in Italia, nel 2014, circa il 23% dei consumi energetici a fronte del 37% coperto dai consumi domestici e del terziario ed il 32% del settore dei servizi e dei trasporti.

In questo paragrafo si forniscono indicazioni numeriche relative ai consumi di energia nei settori individuati nell'introduzione, specificando le possibilità di penetrazione del GNL anche in funzione di diversi scenari di approvvigionamento ipotizzabili in futuro, proiettando le valutazioni a due scadenze temporali di medio e lungo termine. E' evidente, in queste valutazioni, il valore rappresentato dalla disponibilità di prodotto sul territorio nazionale ed è funzionale alla completezza della disamina l'individuazione di massima della taglia e della localizzazione di siti specificamente dedicati allo stoccaggio ed alla successiva distribuzione del GNL.

Considerata l'attuale capacità di approvvigionamento, la penetrazione nel mercato domestico e nel terziario appare, in questa fase, poco attraente per il GNL nel caso di utenze di piccola e media taglia. Il suo impiego in tale settore risulta condizionato dalle esigenze fisiche del prodotto che ne limitano molto l'uso in utenze che non hanno consumi continui nel tempo e, comunque, consistenti nei volumi.

La penetrazione del GNL nel mercato domestico potrebbe essere favorita nelle aree urbanizzate non collegate alla rete del metano.

Particolare situazione è quella rappresentata dalla Sardegna dove, anche a seguito del rinvio del progetto di metanizzazione attraverso il gasdotto dall'Algeria GALSI, le caratteristiche intrinseche del GNL potrebbero offrire una soluzione ambientalmente meno impattante per le attività industriali che impiegano combustibili non gassosi ed una opportunità per differenziare le fonti energetiche per le reti di distribuzione del gas che alimentano grandi agglomerati urbani.

Il GNL potrebbe anche essere utilizzato per alimentare stazioni di servizio che non possono essere allacciate alla rete del metano. L'ampliamento del numero di stazioni di servizio che erogano metano (L-CNG) in aree densamente urbanizzate (es. Roma, Milano, Napoli, Torino) grazie alla disponibilità di GNL, potrebbe favorire la diffusione di autovetture con questa alimentazione, unitamente alla conferma degli incentivi già previsti a livello nazionale e regionale. Si stima che almeno il 10% delle nuove stazioni di servizio CNG che verranno realizzate nei prossimi anni in aree urbane ed extraurbane potrebbe essere alimentato da auto-cisterna criogenica anziché da metanodotto, in modo da consentire l'erogazione di GNL allo stato liquido e/o gassoso.

Il mercato altri usi industriali (off-grid), che in Italia vale oggi circa 8 Mtep, è a sua volta suddiviso tra combustibili solidi che rappresentano circa il 50% del consumo totale, combustibili liquidi che rappresentano circa il 40% del consumo totale e combustibili gassosi, escluso il gas naturale, che coprono il restante 10%.

I vantaggi ambientali dell'impiego dei combustibili gassosi rispetto a quelli solidi e liquidi, uniti alle spinte delle politiche comunitarie verso la decarbonizzazione dell'Europa possono rappresentare importanti driver per lo sviluppo dell'impiego di GNL nelle utenze industriali. Lo sviluppo delle attività nel settore dell'energia rappresenta un potenziale volano di ripresa economica che può muovere ingenti investimenti e consentire di costruire futuri risparmi oltre ad essere, in generale, portatore di innovazione e indotto.

In un orizzonte temporale di lungo termine (2030) prospettive di penetrazione del 20% del GNL nel mercato appena descritto rappresentano un obbiettivo realistico, il cui raggiungimento deve essere supportato da soluzioni concrete per la nascita di infrastrutture logistiche capaci di rispondere in modo efficace ed economicamente sostenibile alle richieste energetiche del settore. Dalla distribuzione dei consumi appare evidente la necessità di predisporre, anche per gli impieghi off-grid del GNL, una struttura distributiva che assicuri una disponibilità omogenea del prodotto sul nostro territorio con infrastrutture di stoccaggio capaci di soddisfare una richiesta che può essere quantificata, per le diverse applicazioni off-grid, in circa 3,5 milioni di metri cubi di GNL.

## 7.2 PREVISIONI DI PENETRAZIONE DEL GNL OFF-GRID

Le previsioni di penetrazione del GNL nel mercato maturo delle utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale in Italia pongono come obiettivo di consumi a lungo termine, ovvero al 2030, circa 1 milione di tonnellate annue di GNL consumati dalle utenze industriali, da 0,5 ad 1 milione di tonnellate consumati dalle utenze della distribuzione di L-CNG ad uso autotrazione, e circa 0,3 milione di tonnellate consumate dalle utenze civili off grid. Il consumo totale ipotizzabile per le utenze non collegate alla rete di distribuzione del gas naturale si posiziona tra 1,8 e 2,3 milione di tonnellate di GNL.

La distribuzione dei consumi attuali fa prevedere, per i consumi industriali, una maggiore richiesta da parte delle regioni del nord ovest e del sud, in particolare le due isole maggiori, tuttavia tali prospettive potrebbero essere modificate qualora, sulla scia delle politiche comunitarie volte alla riduzione dell'inquinamento atmosferico, fossero messe in atto politiche di miglioramento dei parametri della qualità dell'aria che vedrebbero nelle naturali caratteristiche del GNL uno strumento importante di spinta alla riduzione dei maggiori inquinanti atmosferici. Per i consumi di L-CNG essi potrebbero essere distribuiti in modo abbastanza omogeneo sul territorio nazionale qualora le infrastrutture di distribuzione raggiungessero una adeguata capillarità sulla rete autostradale e nei maggiori centri abitati.

# 8 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO

In accordo con il punto (10) delle considerazioni inziali e l'articolo 3, comma 1 della Direttiva, laddove la continuità extraterritoriale dell'infrastruttura ovvero la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuno collaborare con gli Stati Membri limitrofi coinvolti al fine di garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura per i combustibili alternativi.

Al fine di valutare la necessità di detta continuità transfrontaliera, ai sensi dell'articolo 6, comm1, 2, 4 e 6 della Direttiva, particolare attenzione potrà essere data ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

La valutazione della necessità e delle eventuali modalità da adottare per garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura così come l'eventuale sviluppo di progetti pilota e/o progetti infrastrutturali potrebbe essere fatta tenendo in considerazione, per quanto pratico ed applicabile, anche i risultati dei progetti europei di collaborazione transfrontaliera conclusi o in itinere quali, a titolo d'esempio, quelli co-finanziati a valere sui bandi TEN-T ovvero CEF, una lista non esaustiva dei quali è fornita nel seguito:

**Tabella 9: Iniziative UE per la sperimentazione e la diffusione del GNL per il trasporto**

| TITOLO | IDENTIFICATIVO | INIZO | FINE | P= pilota S= studio L=Lavori |
|---|---|---|---|---|
| COSTA | 2011-EU-21007-S | 02/2012 | 04/2014 | S |
| LNG RotterdamGothenburg | 2012-EU-21003-P | 01/2012 | 12/2015 | L |
| Costa II East – Poseidon Med | 2013-EU-21019-S | 12/2013 | 12/2015 | S |
| Greencranes: green technologies and eco-efficient alternatives for cranes & operation at port container terminals | 2011-EU-92151-S | 08/2012 | 05/2014 | S/P |
| Poseidon Med II | 2014-EU-TM-0673-S | 06/2015 | 12/2020 | S |
| CORE LNGas hive - Core Network Corridors and Liquefied Natural Gas | 2014-EU-TM-0732-S | 01/2014 | 12/2020 | L/S |
| Sustainable LNG Operations for Ports and Shipping - Innovative Pilot Actions (GAINN4MOS) | 2014-EU-TM-0698-M | 01/2015 | 09/2019 | S/L |
| Connect2LNG | 2014-EU-TM-0630-S | 10/2015 | 09/2018 | P/S |
| GAINN4CORE | 2014-IT-TM-0450-S | 6/2015 | 09/2019 | P/S |
| Small-scale liquefaction and supply facility for Liquefied Biogas as alternative fuel for the transport sector | 2014-EU-TM-0503-S | 06/2014 | 06/2019 | P/S |
| LNG Masterplan for Rhine-Main-Danube | 2012-EU-18067-S | 1/2013 | 12 /2015 | P/S |

# 9 DEFINIZIONI

**Caricamento di navi bunker**: caricamento di GNL su navi bunker che a loro volta riforniscono navi alimentate a GNL oppure depositi di bunkeraggio

**CNG ovvero Compressed Natural Gas**: il Gas naturale compresso (sigla GNC in italiano) è gas naturale compresso ad una pressione di 200-250 bar. E' utilizzato nelle vetture bi-fuel (benzina/ GNC)

Colonna di assorbimento: per assorbimento si intende il trasferimento delle componenti componenti di una miscela gassosa dalla loro fase di gas verso una fase liquida.L'apparecchiatura chimica destinata allo svolgimento dell'operazione di assorbimento gas-liquido è detta colonna di assorbimento (o torre di assorbimento).

**Gas di Boil-Off (BOG)**: è il gas formatosi dalla evaporazione del GNL

Impianto Peak Shaving: impianto destinato allo stoccaggio di gas (GNL) utilizzato per soddisfare il picco di domanda

**Indice di Wobbe**: è il principale indice dell'intercambiabilità del gas naturale a parità di pressione. E' definito come il rapporto fra il potere calorifico superiore di un gas (PCS) e la radice quadrata della sua densità relativa rispetto alla densità dell'aria in condizioni standard (ρ).

$IW=PCS/\sqrt{\rho}$

**ISO container**: attrezzatura specifica del trasporto intermodale, cioè basato su più mezzi di trasporto (camion, navi e treni). Il container ISO (International Organization for Standardization) è un container le cui misure sono state stabilite in sede internazionale nel 1967 (Larghezza di 244 cm, altezza di 259 cm e lunghezze di 610 o 1220 cm).

**L-GNC** gas compresso ottenuto per rigassificazione da GNL

**Parabordi, briccole e ganci a scocco**: Protezioni in PVC per le barche, è una struttura formata da due o più grossi pali di legno legati tra di loro e posti in acqua, utilizzata per indicare le vie d'acqua e collettore di alimentazione (manifold): condotta che trasporta il GNL dalla nave all'impianto pompe criogeniche di rilancio: pompe che mantengono il gas condensato e lo spingono dall'impianto alla nave.

**Potere Calorifico Superiore**: è la quantità di calore che si rende disponibile per effetto della combustione completa, a pressione costante della massa unitaria del combustibile, quando i prodotti della combustione siano riportati alla temperatura iniziale del combustibile e del comburente.

**Rail Loading**: caricamento di vagoni-cisterna ferroviari con GNL

**Re-loading**: trasferimento di GNL dai serbatoi (presso il terminale di rigassificazione) in navi metaniere

**Reach stachers**: veicoli usati per la movimentazione di container intermodali

**Roll-on/Roll-Off (anche detto Ro-Ro)**: termine inglese per indicare una nave traghetto vera e propria, progettata e costruita per il trasporto con modalità imbarco e sbarco dei veicoli gommati (sulle proprie ruote) e di carichi, disposti su pianali o in contenitori, caricati e scaricati per mezzo di veicoli dotati di ruote in modo autonomo e senza ausilio di mezzi meccanici esterni.

**Scrubber**: apparecchiatura che consente di abbattere la concentrazione di sostanze presenti in una corrente gassosa, solitamente polveri e microinquinanti acidi (anche contenenti zolfo).

**SECA** ovvero Sulphur Emission Control Area sono le aree del Mar Baltico, del Mare del Nord e del Canale della Manica, identificate dall'IMO come Aree a controllo delle emissioni di zolfo

**Soffianti**: macchina operatrice termica che utilizza lavoro meccanico per imprimere energia di pressione ed energia cinetica al gas naturale presente all'interno della nave

**TEU** ovvero unità equivalente a venti piedi o TEU (acronimo di twenty-foot equivalent unit), è la misura standard di volume nel trasporto dei container ISO.

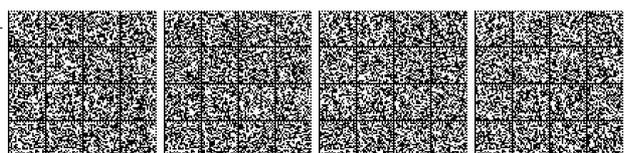
Le dimensioni esterne sono: 20 piedi (6,096 m) di lunghezza x 8 piedi (2,4384 m) di larghezza x 8,5 piedi (2,5908 m) di altezza. Il suo volume esterno è di 38,51 mc, mentre la sua capacità è di 33 mc. Il peso massimo del contenitore è approssimativamente di 24.000 kg ma sottraendo la tara(o peso a vuoto), il carico sulla parte interna può arrivare a 21.600 kg.

La maggior parte dei container hanno lunghezze standard rispettivamente di 20 e di 40 piedi: un container da 20 piedi (6,1 m) corrisponde a 1 TEU, un container da 40 piedi (12,2 m) corrisponde a 2 TEU. Per definire quest'ultima tipologia di container si usa anche l'acronimo FEU (forty-foot equivalent unit ovvero unità equivalente a quaranta piedi).

Anche se l'altezza dei container può variare, questa non influenza la misura del TEU.

Questa misura è usata per determinare la capienza di una nave in termini di numero di container, il numero di container movimentati in un porto in un certo periodo di tempo, e può essere l'unità di misura in base al quale si determina il costo di un trasporto.

**Trans-shipment**: trasferimento diretto di GNL da una nave in a un'altra

**Truck Loading**: caricamento di GNL su autobotte/autocisterna

# Quadro strategico nazionale

### Sezione C: fornitura di gas naturale per il trasporto e per altri usi

## Seconda sottosezione: fornitura di Gas Naturale Compresso (GNC) per il trasporto stradale

## INDICE

## LISTA DELLE TABELLE

**Tabella No.**



## LISTA DELLE FIGURE

**Figura No.**

# 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

**Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT**

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo del Gas Naturale Compresso (GNC) per trasporto stradale.

# 2 LO STATO TECNOLOGICO

## 2.1 INQUADRAMENTO GENERALE

Il Governo Italiano sta promuovendo, già da alcuni anni, alcune iniziative strategiche finalizzate alla riduzione del costo del trasporto, sia in termini di costi operativi interni sia di quelli esterni. Data l'orografia del territorio, le caratteristiche della struttura produttiva e distributiva e l'incidenza del costo chilometrico del trasporto di materie prime e prodotti nella catena del valore, il Paese ha necessità di concretizzare tali strategie. Il contributo che il Gas Naturale Compresso (GNC) può dare alla sostenibilità delle attività di trasporto è notevole, in ragione della maturità ormai acquisita delle tecnologie connesse all'alimentazione a Gas Naturale. Alcune iniziative sono state già assunte sia sul piano nazionale che su quello locale a supporto dello sviluppo del mercato del GNC.

## 2.2 LA TECNOLOGIA ESISTENTE

La valorizzazione delle risorse nazionali di gas naturale e delle tecnologie "automotive" per un sistema dei trasporti sostenibile è un'opportunità di cui il Paese deve dotarsi per sostenere la Green Economy, rendendo compatibile lo sviluppo economico e i target di contenimento delle emissioni previsti dagli accordi internazionali. Il comparto del trasporto industriale *(trasporto merci e trasporto pubblico di passeggeri mediante autobus)* presenta già oggi caratteristiche di organizzazione logistica e di esercizio e tecnologie mature per un utilizzo di carburanti alternativi tali da poter essere il campo applicativo per una riconversione energetica finalizzata a generare vantaggi per il sistema nel suo complesso.

In particolare, la tecnologia basata sull'utilizzo del Gas Naturale, sia nella configurazione GNC che GNL (*Gas Naturale Liquefatto*) per la propulsione dei motori adottati sui mezzi commerciali pesanti ha avuto un processo di miglioramento costante negli ultimi anni, in termini di efficienza nei consumi, di autonomia di abbattimento delle emissioni, di miglioramento degli standard di sicurezza e dei tempi di rifornimento.

Nel settore dell'autotrasporto, il veicolo alimentato a GNC o GNL, a fronte di un costo d'investimento leggermente più elevato rispetto all'analoga versione Diesel Euro VI, assicura costi di gestione con valori significativamente più bassi. Ciò consente un ammortamento dell'investimento più rapido: a seconda del mercato, infatti, il costo di esercizio di un veicolo commerciale a metano è tra il 20 e il 40 per cento inferiore rispetto a quello di un veicolo commerciale Diesel. L'opzione del GNC per il trasporto industriale è molto efficiente anche dal punto di vista dei costi esterni, grazie agli impatti contenuti sull'ambiente. Il gas naturale è infatti il carburante più pulito attualmente disponibile nel settore dei trasporti di media e lunga percorrenza, assicurando una riduzione del 10-15% di $CO_2$ rispetto alle alimentazioni tradizionali che può crescere ulteriormente nel caso di utilizzo esclusivo del bio-metano prodotto a partire da frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) e residui.

# 3 LO SCENARIO ITALIANO

L'attività di distribuzione del metano come carburante è assoggettata alla stessa disciplina applicabile alla distribuzione di prodotti petroliferi tradizionali ed è stata definita, dalla legge, come un pubblico servizio. Nel caso di rete ordinaria, l'autorizzazione amministrativa per l'erogazione del servizio, viene rilasciata dal Comune competente per territorio mentre, per il servizio autostradale la concessione viene rilasciata dalle Regioni.

Al metano utilizzato per autotrazione, la legge ha riconosciuto la caratteristica merceologica di carburante, equiparandone la relativa disciplina a quella dei prodotti petroliferi tradizionali, sia per quanto riguarda l'accesso al mercato sia per quanto attiene alle modalità di distribuzione (consentendo, ad es. il self-service).

## 3.1 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Un quadro normativo chiaro e stabile è di fondamentale importanza per garantire un armonico e pieno sviluppo del settore del GNC nei suoi diversi impieghi e per il sostegno alla realizzazione di un'adeguata infrastruttura per questo carburante ecologico.

I. Il sistema di distribuzione dei carburanti è stato oggetto di una profonda riforma operata, in attuazione della legge 59 del 1997 - c.d. legge Bassanini - con il D.Lgs. 11 febbraio 1998, n. 32 (Razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti), successivamente modificato in più punti dal D.Lgs. 8 settembre 1999, n. 346 e dal Decreto Legge 383/99, ai quali ha fatto seguito l'art. 19 della legge 57/2001 che ha prescritto l'adozione di un Piano nazionale, emanato con DM 31 ottobre 2001, con il quale alle Regioni è stata riconosciuta una importante funzione programmatoria. Il D.Lgs. 32/98, che ha ridisciplinato interamente la materia del sistema di distribuzione dei carburanti sulla rete di viabilità ordinaria, rappresenta il punto di partenza e la base normativa essenziale del processo di riforma del settore. Il successivo D.Lgs. 346/99 di modifica del decreto n. 32/98 ha rivisto la tempistica precedentemente stabilita, fissando termini più stringenti per i Comuni, prevedendo poteri sostitutivi da parte delle Regioni in caso di inadempienza. Ulteriori elementi di liberalizzazione sono stati, poi, introdotti dal DL 383/99, convertito dalla legge 496/99. Infine, l'articolo 19 della legge n. 57/01 (Disposizioni in materia di apertura e regolazione dei mercati) ha previsto l'adozione da parte del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato d'intesa con la Conferenza unificata, di un Piano nazionale contenente le linee guida per l'ammodernamento del sistema di distribuzione dei carburanti in coerenza con il quale le Regioni sono state chiamate a provvedere alla redazione di piani regionali sulla base di precisi indirizzi.

II. L'art. 83-bis del Decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112 recante "Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione Tributaria", convertito in legge n. 133/2008, ha dettato disposizioni volte a liberalizzare l'attività di distribuzione dei carburanti, al fine di fornire risposte ai rilievi avanzati dalla Commissione europea in materia, riguardanti vincoli con finalità commerciali. Come noto, la norma vieta la subordinazione dell'attività di installazione e di esercizio degli impianti di distribuzione di carburanti alla chiusura di impianti esistenti e al rispetto di vincoli relativi a contingentamenti numerici, distanza minima tra impianti e tra impianti ed esercizi o superfici minime commerciali, o concernenti limitazioni od obblighi relativamente all'offerta di attività e servizi integrativi nello stesso impianto o nella medesima area. La norma mantiene

l'obbligo della presenza contestuale di più tipologie di carburanti nell'apertura di nuovi distributori (metano per autotrazione, Gpl o idrogeno). Si tratta di disposizioni recepite dalle Regioni con specifici provvedimenti.

III. Si è provveduto, altresì, a riconoscere il ruolo di programmazione delle Regioni nella promozione del miglioramento della rete distributiva e nella diffusione di carburanti eco-compatibili, secondo criteri di efficienza, adeguatezza e qualità del servizio reso ai cittadini, promozione attuata da alcune Regioni (es. Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna) con apposite programmazioni mirate che prevedono l'obbligo di erogare carburanti a basso impatto in tutti i nuovi impianti. Ad oggi, tuttavia, non tutte le Regioni hanno elaborato questi documenti di programmazione per lo sviluppo del metano generando delle asimmetrie di mercato tra aree geografiche dello stesso territorio nazionale.

IV. Il D.Lgs 28/2011 recepisce la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, ricompresa nel pacchetto legislativo sull'energia e sul cambiamento climatico, che inscrive in un quadro legislativo gli obiettivi comunitari di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. Tali misure incoraggiano l'efficienza energetica, il consumo di energia da fonti rinnovabili e il miglioramento dell'approvvigionamento di energia. In particolare, la direttiva mira ad istituire un quadro comune per la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e, per ciascuno Stato membro, fissa un obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia entro il 2020. In particolare**,** l'articolo 8 del citato decreto legislativo, mira ad incentivare l'utilizzo del biometano nei trasporti demandando alle Regioni la semplificazione del procedimento di autorizzazione alla realizzazione di nuovi impianti di distribuzione di metano e dichiarando di pubblica utilità la realizzazione di impianti di distribuzione di metano e le condotte di allacciamento che li collegano alla rete esistente dei metanodotti.

V. Il Decreto-Legge n. 1 del 2012 (convertito nella Legge n. 27/2012) recante "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività", all'articolo 17, reca misure in tema di liberalizzazione nella distribuzione dei carburanti. Nello specifico, il comma 8 attribuisce al MISE l'individuazione dei principi generali per l'attuazione dei piani regionali di sviluppo della rete degli impianti di distribuzione del metano che debbono essere orientati alla semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione di nuovi impianti di distribuzione e per l'adeguamento dei piani esistenti. Il comma 9 dispone, invece, in merito alla promozione, produzione e utilizzo del biometano attraverso procedure e percorsi di semplificazione da inserire nei piani regionali di talune realtà geografiche nelle quali, ad oggi, manca una rete distributiva per il metano. In tali contesti i piani regionali debbono prevedere per i Comuni la possibilità di autorizzare con iter semplificato la realizzazione di impianti di distribuzione e di rifornimento di biometano anche presso gli impianti di produzione di biogas, purché sia garantita la qualità del biometano. Va segnalato che tale principio è stato richiamato nell'articolo 11 della L.R. n. 8/2013 della Regione Campania, in cui, tra i diversi aspetti, si prevede l'avvio di programmi per lo sviluppo della filiera del metano liquido.

Il comma 10 attribuisce al Ministero dell'Interno, di concerto con il MISE, la possibilità di individuare criteri e modalità per l'erogazione self-service negli impianti di distribuzione del metano e del GPL e presso gli impianti di compressione domestici di metano, nonché l'erogazione contemporanea di carburanti liquidi e gassosi (metano e GPL) negli impianti di rifornimento multiprodotto. Tali criteri, enucleati nel D.M.

31 marzo 2014, prevedono la possibilità, previo adeguamento degli impianti di distribuzione alle nuove disposizioni, di effettuare il rifornimento di GPL o di metano in modalità self-service, sia durante gli orari di apertura (impianto presidiato) che presso impianti non presidiati. In questa seconda fattispecie, tuttavia, intervengono alcuni vincoli stringenti: a) l'impianto deve essere dotato di un sistema di videosorveglianza con registrazione; b) l'utente che effettua il rifornimento deve essere stato preventivamente autorizzato mediante l'attivazione di una apposita "scheda a riconoscimento elettronico" (nominativa e legata al veicolo) che sarà rilasciata dal gestore previa verifica dei requisiti tecnici del veicolo e dell'impianto installato sullo stesso. Inoltre l'utente deve ricevere adeguata istruzione sulle modalità di effettuazione del rifornimento in modalità self-service, comprensiva di una dimostrazione pratica e del rilascio di un opuscolo informativo. Il comma 11 prevede l'adozione di misure finalizzate all'inserimento (previsione) nei codici di rete di modalità di accelerazione dei tempi di allacciamento dei nuovi impianti di distribuzione di metano e per la riduzione delle penali da parte dell'AEEGSI nei casi di superamento di capacità impegnata previste per gli stessi impianti.

VI. Al fine dello sviluppo della rete di distribuzione del metano, assume particolare rilievo la norma contenuta nel DDL Concorrenza, ancora all'esame parlamentare, che all'articolo 35, ribadisce la necessità/obbligatorietà di sviluppare la rete nazionale dei carburanti alternativi assicurando la presenza contestuale di più tipologie di carburanti nei nuovi impianti di distribuzione (carburanti alternativi), salvo che non vi siano ostacoli tecnico-economici per l'installazione e l'esercizio degli stessi (spetta al MISE, sentite, tra gli altri, anche l'AGCM e la Conferenza Stato Regioni, l'individuazione di questi ostacoli tecnici/oneri economici eccessivi e sproporzionati, tenendo anche conto delle esigenze di sviluppo del mercato dei combustibili alternativi ai sensi della Direttiva 2014/94 UE del 22 ottobre 2014 sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi).

## 3.2 IL MERCATO DEI VEICOLI ALIMENTATI A GNC

Nel 2014 l'immatricolato a metano ha superato quota 72.000 unità con una crescita di oltre il 6% rispetto al 2013 e le nuove immatricolazioni di modelli a metano hanno superato il 5% del mercato globale. Il parco nazionale di veicoli a gas naturale (NGV) a fine 2015 si prevede superi le 900.000 di unità.

Le Case Costruttrici offrono a listino una ventina di modelli a metano. Nuovi modelli a GNC potrebbero offrire maggiori sbocchi su un mercato dell'auto a benzina e gasolio. Ma la progettazione di nuovi modelli, e la realizzazione di nuove linee di montaggio comporta investimenti, che i costruttori potrebbero fare più volentieri in presenza di un quadro normativo ed incentivante definito e stabile.

La trasformazione di un veicolo a benzina Euro 1, Euro 2, o Euro 3, in uno a GNC, con un costo di circa 2.000 €, consente ancora oggi di ottenere un veicolo più rispettoso dell'ambiente, e più economico nei costi del carburante.

I veicoli alimentati a GNC circolanti in 7 regioni Italiane (Emilia Romagna, Marche, Veneto, Toscana, Lombardia, Puglia, Campania) rappresentano oltre l'81% dell'intero parco nazionale di veicoli a gas naturale. Tutte queste regioni fanno parte delle direttrici di traffico citate dalla linea guida TEN-T.

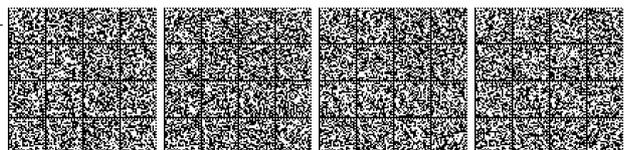
E' interessante anche notare la distribuzione dei NGV all'interno delle Regioni: nelle città di Torino, Roma, Napoli e Bari si concentrano più del 50 % dei veicoli della Regione.

Per una panoramica complessiva dell'andamento dell'immatricolato sul piano regionale nel decennio 2005-2015 si rimanda alla tabella seguente dove nella colonna "Bz-metano" si riportano i veicoli a doppia alimentazione benzina e metano.

**Tabella 1: Diffusione veicoli alimentati a Benzina e CNG per Regione – Anno 2015**

| | Bz-Metano | Totale | Bz-Metano |
|---|---|---|---|
| ABRUZZO | 22.347 | 847.233 | 2,6 |
| BASILICATA | 4.654 | 357.465 | 1,3 |
| CALABRIA | 4.242 | 1.215.172 | 0,3 |
| CAMPANIA | 63.492 | 3.335.372 | 1,9 |
| EMILIA-ROMAGNA | 204.919 | 2.754.792 | 7,4 |
| FRIULI-VENEZIA GIULIA | 2.824 | 769.583 | 0,4 |
| LAZIO | 28.715 | 3.707.456 | 0,8 |
| LIGURIA | 8.635 | 829.292 | 1,0 |
| LOMBARDIA | 64.812 | 5.879.632 | 1,1 |
| MARCHE | 114.734 | 993.976 | 11,5 |
| MOLISE | 4.879 | 202.873 | 2,4 |
| PIEMONTE | 34.521 | 2.833.499 | 1,2 |
| PUGLIA | 50.649 | 2.247.602 | 2,3 |
| SARDEGNA | 423 | 1.005.914 | 0,0 |
| SICILIA | 14.613 | 3.146.197 | 0,5 |
| TOSCANA | 81.240 | 2.378.924 | 3,4 |
| TRENTINO-ALTO ADIGE | 5.829 | 814.026 | 0,7 |
| UMBRIA | 33.660 | 613.739 | 5,5 |
| VALLE D'AOSTA | 582 | 147.147 | 0,4 |
| VENETO | 87.842 | 2.983.814 | 2,9 |
| NON IDENTIFICATI | 56 | 17.045 | 0,3 |
| TOTALE | 833.668 | 37.080.753 | 2,2 |

Tuttavia, a fronte di un avanzamento ormai maturo della tecnologia GNC per autotrazione, va considerata come fondamentale la criticità rappresentata dalla scarsa omogeneità e capillarità sul territorio della rete delle infrastrutture di distribuzione al dettaglio del GNC, che di fatto non consente una diffusione adeguata delle gamme di ultima generazione. Intercorre, infatti, una stretta correlazione tra numero di registrazioni di veicoli a metano e numero di stazioni di rifornimento.

Basti evidenziare che l'Italia e la Germania, che insieme detengono i 2/3 delle reti di erogazione GNC in Europa, costituiscono il 70% circa del mercato totale dei veicoli industriali GNC in Europa.

Il riferimento normativo di contesto su cui sviluppare un piano economico finalizzato a diffondere in modo significativo le stazioni GNC-GNL è rappresentato dalla Direttiva 2014/94/UE che, sulla base degli studi accompagnatori elaborati dalla Commissione, comporterebbe un impiego programmato di risorse private e pubbliche relativamente contenuto, stimato in 58 milioni di Euro.

La prospettiva di rendere disponibile il Gas Naturale anche in aree geografiche non servite dalla rete infrastrutturale esistente, consentirebbe l'impiego diretto e integrato del GNC e del GNL nel settore del trasporto industriale come carburante alternativo al Diesel per il trasporto urbano e regionale (per il quale risulta preferibile il GNC) e per quello a più lunga distanza (per il quale risulta preferibile il GNL).
In tale ottica si può ben inquadrare anche l'utilizzo del biometano che potrebbe avere un notevole ruolo in quelle aree rurali ove la rete del gas naturale è a distanze tali da rendere non economico l'investimento relativo alla connessione alle reti stesse o anche l'immissione in rete tramite carro bombolaio.

# 4 DIMENSIONAMENTO DELLA RETE DI STAZIONI DI RIFORNIMENTO

La rete Italiana è formata da 1086 stazioni di rifornimento GNC (stima 2015) di cui 40 in Autostrada. Il rapporto veicoli/stazioni di servizio, a fine 2014, è mediamente di 800 veicoli per ogni stazione GNC nettamente inferiore all'analogo rapporto per i carburanti tradizionali (benzina e gasolio) che si attesta intorno a 1.700 veicoli per stazione di servizio. E' da considerare che, al contrario delle stazioni di servizio tradizionali, le stazioni del metano hanno solitamente un solo erogatore e ciò, insieme al tempo più lungo necessario al rifornimento, può comportare tempi di attesa lunghi per gli automobilisti. La rete è sostanzialmente già conforme ai requisiti minimi di riferimento per la Direttiva DAFI (150 km tra due Stazioni di Servizio metano), salvo che nella Regione Sardegna, nella quale mancano del tutto distributori di carburante GNC per la mancanza di metanodotti e la attuale difficoltà di approvvigionamento di metano in forma liquida. In due regioni, Calabria e Sicilia, ci sono aree molto limitate del territorio dove il requisito minimo non è pienamente soddisfatto. Attualmente la rete, come si vede in tabella 2, aumenta significativamente i punti vendita (PV) ogni anno (circa 50 PV/anno). La quasi totalità dei PV è alimentata dal metanodotto, una piccolissima parte delle stazioni è alimentata con carro bombolaio. Si tratta solitamente di stazioni vecchie e con distanza non superiore ai 50 Km dalla "stazione madre" da cui si rifornisce di metano. Per la realizzazione di una nuova stazione GNC, alcuni vincoli tecnici importanti risultano essere, quindi, la distanza dal metanodotto (meno di 1000 metri) e la pressione di allaccio (inferiore a 3 bar). Tuttavia, ove risulta impossibile la realizzazione dell'impianto di distribuzione di metano tradizionale è possibile ricorrere a soluzioni innovative rappresentate dal GNL (Gas Naturale Liquefatto) e dal biometano. Queste soluzioni innovative hanno costi di realizzazione impianto e di logistica del carburante decisamente superiori a quelli relativi all'infrastruttura GNC tradizionale e pertanto necessitano di incentivi per la loro diffusione.

Per favorire un piano di sviluppo delle infrastrutture che parta dalle aree urbane come prevede la direttiva DAFI occorre puntare sulle soluzioni tecnologiche in grado di generare nell'immediato benefici sia per l'ambiente che per i costi operativi degli utenti.

**Tabella 2: Punti vendita a metano per regione e rapporto tra veicoli a metano e punti vendita**

| Regione | Punti Vendita (PV) Metano | | | | | | | Veicoli/PV metano 2014 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | |
| ABRUZZO | 17 | 17 | 20 | 20 | 21 | 23 | 23 | 972 |
| BASILICATA | 6 | 6 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 517 |
| CALABRIA | 6 | 6 | 7 | 9 | 9 | 9 | 9 | 471 |
| CAMPANIA | 45 | 49 | 52 | 56 | 62 | 64 | 71 | 992 |
| EMILIA-ROMAGNA | 122 | 135 | 149 | 166 | 175 | 180 | 191 | 1.138 |
| FRIULI-VENEZIA GIULIA | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 706 |
| LAZIO | 39 | 41 | 45 | 50 | 51 | 52 | 53 | 552 |
| LIGURIA | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 | 8 | 8 | 1.079 |
| LOMBARDIA | 82 | 102 | 121 | 135 | 141 | 149 | 159 | 435 |
| MARCHE | 72 | 74 | 77 | 80 | 84 | 89 | 91 | 1.289 |
| MOLISE | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 1.220 |
| PIEMONTE | 49 | 54 | 59 | 68 | 72 | 78 | 79 | 443 |
| PUGLIA | 41 | 46 | 49 | 55 | 61 | 63 | 63 | 804 |
| SARDEGNA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| Regione | Punti Vendita (PV) Metano | | | | | | | Veicoli/PV metano 2014 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | |
| SICILIA | 19 | 20 | 21 | 24 | 26 | 28 | 29 | 522 |
| TOSCANA | 70 | 78 | 82 | 88 | 95 | 98 | 102 | 829 |
| TRENTINO-ALTO ADIGE | 11 | 11 | 13 | 15 | 16 | 16 | 17 | 364 |
| UMBRIA | 24 | 24 | 25 | 29 | 31 | 31 | 33 | 1.086 |
| VALLE D'AOSTA | 1 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 | 1 | 582 |
| VENETO | 105 | 113 | 120 | 124 | 127 | 136 | 140 | 646 |
| TOTALE | 722 | 790 | 861 | 941 | 993 | 1042 | 1086 | 800 |

## 4.1 GLI SCENARI DI SVILUPPO

Negli ultimi anni, i veicoli metano (compreso retrofit) crescono mediamente di 85.000 unità mentre le stazioni di servizio crescono di poco più di 50 unità.

Tendenzialmente quindi si avrebbe la seguente situazione al 2020:

| SCENARIO TENDENZIALE | AUTO METANO 2020 | % METANO SU PARCO TOTALE | PUNTI VENDITA METANO 2020 | VEICOLI/PUNTI VENDITA METANO |
|---|---|---|---|---|
| Italia | 1.350.000 | 3,6 | 1.350 | 1.000 |

Mentre al 2025 si avrebbe la seguente situazione:

| SCENARIO TENDENZIALE | AUTO METANO 2025 | % METANO SU PARCO TOTALE | PUNTI VENDITA METANO 2025 | VEICOLI/PUNTI VENDITA METANO |
|---|---|---|---|---|
| Italia | 1.800.000 | 4,8 | 1.600 | 1.1215 |

Uno **scenario di sviluppo ragionevole**, che preveda costi proporzionati rispetto ai benefici inclusi quelli per l'ambiente, dovrebbe prevedere:

- al 2020 un numero adeguato di punti di rifornimento accessibili al pubblico negli agglomerati urbani/suburbani e in altre zone densamente popolate in modo da garantire la circolazione dei veicoli alimentati a metano;
- al 2025 una percentuale del 6% di auto metano rispetto al totale circolante con un rapporto di 1.200 tra veicoli e stazioni di servizio (modello Marche ed Emilia Romagna).

| SCENARIO OBIETTIVO | AUTO METANO 2025 | MEDIA NUOVI VEICOLI/ANNO | PUNTI VENDITA METANO 2025 | NUOVI PUNTI VENDITA METANO/ANNO |
|---|---|---|---|---|
| Italia | 2.300.000 | 130.000 | 1.900 | 79 |

E' perfettamente coerente con la direttiva DAFI avviare il programma di sviluppo dagli agglomerati urbani dove è maggiore sia il numero di veicoli circolanti che il problema di qualità dell'aria. A titolo di esempio si riportano i target attesi per 5 delle province Italiane con il maggior parco circolante per le quali si ipotizza un parco metano pari al 3,5% del totale circolante e una stazione di servizio ogni 1.200 veicoli:

| PROVINCIA | PARCO CIRCOLANTE 2014 | AUTO METANO TARGET 2020 | AUTO METANO 2014 | PUNTI VENDITA METANO TARGET 2020 | PUNTI VENDITA METANO 2014 |
|---|---|---|---|---|---|
| Roma | 2.678.107 | 93.734 | 17.696 | 78 | 31 |
| Milano | 1.755.983 | 61.459 | 14.648 | 51 | 31 |
| Napoli | 1.717.338 | 60.107 | 28.973 | 50 | 26 |
| Catania | 755.947 | 26.458 | 6.116 | 22 | 8 |
| Palermo | 724.929 | 25.373 | 3.045 | 21 | 4 |

Traguardare l'obiettivo del 6% del parco circolante a metano al 2025 sarebbe coerente con gli scenari di graduale riduzione della dipendenza del trasporto stradale dai carburanti derivati dal petrolio con conseguente riduzione delle emissioni di CO2 oltre che dei principali inquinanti atmosferici. Questi obiettivi appaiono ambiziosi e legati da diversi fattori esterni, ma è molto importante utilizzare tutte le leve descritte per avvicinare quanto più possibile il target, tenendo conto che si tratta di un comparto in cui lo sviluppo dell'offerta può generare un notevole effetto-traino per la domanda.

# 5 LE PROSPETTIVE PER LA SOCIETA'

Come già anticipato, il gas naturale è il carburante più pulito attualmente disponibile nel settore dei trasporti di media e lunga percorrenza, assicurando una riduzione del 10-15% di $CO_2$ rispetto alle alimentazioni tradizionali che può crescere ulteriormente nel caso di utilizzo esclusivo del bio-metano prodotto a partire da FORSU e residui. Questo significa che, in termini di emissioni di gas serra, i veicoli GNC possono essere considerati "puliti" come quelli a trazione elettrica, su base "*well-to-wheel"* (ossia dal punto d'estrazione a quello di utilizzo) se si considera il potenziale contributo del bio-metano.

In termini di inquinanti locali, le tabelle seguenti, relative alle emissioni rilasciate dagli autoveicoli, rispettivamente in ambito urbano e totale, mostrano come si riscontrano riduzioni di emissioni sia in termini di PM che di NOx, la cui entità è rilevante soprattutto rispetto al diesel.

**Tabella 3: "Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: urbano" (2013, Fonte Ispra)**

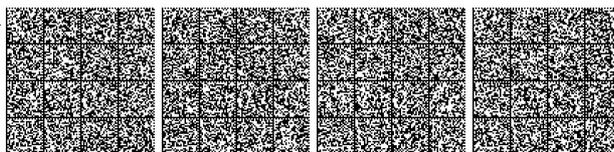
| Settore | PM_exhaust g/km | PM2.5 g/km | PM10 g/km | NOx g/km |
|---|---|---|---|---|
| Autovetture Benzina | 0,001758 | 0,012889 | 0,022956 | 0,290725 |
| Autovetture Diesel | 0,043343 | 0,054474 | 0,064541 | 0,859305 |
| Autovetture GPL | 0,001488 | 0,012619 | 0,022686 | 0,186492 |
| Autovetture Gas Naturale | 0,001448 | 0,012579 | 0,022646 | 0,092054 |
| Bus Diesel | 0,235755 | 0,271363 | 0,309750 | 10,804344 |
| Bus Gas Naturale | 0,010593 | 0,045039 | 0,082928 | 5,141336 |
| ***riduzione Gas Naturale/benzina*** | ***18%*** | ***2%*** | ***1%*** | ***68%*** |
| ***riduzione Gas Naturale/diesel*** | ***97%*** | ***77%*** | ***65%*** | ***89%*** |
| ***riduzione bus metano/bus diesel*** | ***96%*** | ***83%*** | ***73%*** | ***52%*** |

**Tabella 4: "Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia: ambito di riferimento: totale" (2013, Fonte Ispra)**

| Settore | $PM_{_exhaust}$ g/km | $PM_{2.5}$ g/km | $PM_{10}$ g/km | NOx g/km |
|---|---|---|---|---|
| Autovetture Benzina | 0,001335 | 0,009394 | 0,015961 | 0,186220 |
| Autovetture Diesel | 0,029212 | 0,036924 | 0,043092 | 0,682366 |
| Autovetture GPL | 0,001203 | 0,009147 | 0,015579 | 0,121540 |
| Autovetture Gas Naturale | 0,001179 | 0,009123 | 0,015554 | 0,070021 |
| Bus Diesel | 0,129833 | 0,150644 | 0,170047 | 6,467469 |
| Bus Gas Naturale | 0,010249 | 0,043822 | 0,080588 | 5,002739 |
| ***riduzione Gas Naturale/benzina*** | ***12%*** | ***3%*** | ***3%*** | ***62%*** |
| ***riduzione Gas Naturale/diesel*** | ***96%*** | ***75%*** | ***64%*** | ***90%*** |
| ***riduzione bus metano/bus diesel*** | ***92%*** | ***71%*** | ***53%*** | ***23%*** |

Sui veicoli GNC, inoltre, rumore e vibrazioni sono ridotte alla metà rispetto ai veicoli ad alimentazione tradizionale.

Di recente, sono entrate in vigore alcune misure promosse dal Ministero delle Infrastrutture e Trasporti che hanno il fine specifico di agevolare il ricambio del parco circolante degli automezzi che svolgono attività di autotrasporto in conto terzi mediante l'acquisto di veicoli commerciali alimentati sia a GNC che a GNL.

Risulta ormai matura la consapevolezza che la tecnologia GNC (e GNL) possa essere un importante pilastro per la sostenibilità del sistema dei trasporti.

# 6 MISURE DI SOSTEGNO

## 6.1 CRITICITÀ OPERATIVE ESISTENTI

L'obiettivo primario di avere una crescita equilibrata tra la domanda di veicoli GNC e l'offerta delle infrastrutture di erogazione del GNC, viene perseguita promuovendo linee di attuazione per l'adeguamento delle infrastrutture di distribuzione che incidano in misura minima sulla spesa pubblica e creino le opportune condizioni per una efficace diffusione delle tecnologie già oggi disponibili. Ad oggi le misure esistenti in tale direzione sono limitatissime.

L'individuazione di misure strategiche a favore del GNC rappresenta l'occasione per definire una cornice di programmazione in grado di favorire questo obiettivo strategico.

Le principali criticità operative alla diffusione del GNC-GNL per autotrazione sono:

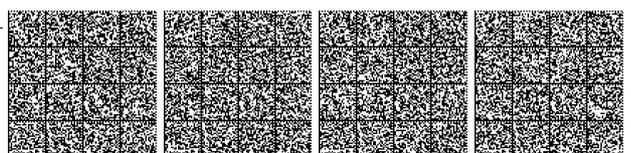
- scarsa informazione degli utenti sui vantaggi operativi (Total Cost Ownership) ed ambientali e conseguente difficoltà a raggiungere la massa critica d'utenza per garantire la sostenibilità dell'investimento su impianti e conseguentemente sui mezzi;
- distanza eccessiva dal metanodotto o bassa pressione di allaccio che rendono impossibile la realizzazione della infrastruttura GNC tradizionale;
- alti costi di realizzazione dell'impianto di distribuzione rispetto ai costi degli impianti per carburanti tradizionali;
- vincoli urbanistici e di distanze di sicurezza che rendono impossibile la realizzazione di impianti GNL in aree urbane;
- limitazioni sulla logistica e alti costi prodottivi che ostacolano la realizzazione di impianti alimentati da biometano;
- scarsa capillarità, standardizzazione ed omologazione degli impianti a livello UE;
- percezione non corretta degli standard di affidabilità e sicurezza di impianti e mezzi, inclusi i limiti in vigore in materia di Accordo europeo per il trasporto di merci pericolose su strada (ADR);
- prolungata tempistica realizzativa per gli impianti, a causa delle numerose autorizzazioni e passaggi procedurali e burocratici richiesti dalla normativa nazionale;
- scarsità di un mercato dell'usato sufficientemente maturo e diffuso.

## 6.2 MISURE STRATEGICHE PER LO SVILUPPO DELLE INFRASTRUTTURE GNC

Come indicazione generale, si evidenzia l'importanza di dare priorità di intervento alle aree urbane e alle Regioni ove la rete infrastrutturale risulta essere più carente.

Al fine di affrontare e superare tali criticità operative per l'impiego su larga scala della tecnologia GNC, si elencano i seguenti punti chiave da tenere in considerazione.

### 6.2.1 Costanza di aliquote fiscali vigenti

Al fine di consolidare lo sviluppo del mercato del GNC (e garantire l'avvio anche del mercato del GNL), particolare attenzione dovrà essere data al mantenimento dell'attuale rapporto competitivo della fiscalità applicata al gas naturale rispetto agli altri carburanti,

continuando quindi a garantire una certa convenienza economica del gas naturale in virtù dei suoi benefici ambientali. Infatti, le esperienze degli altri Paesi dimostrano che la competitività del mercato del gas naturale nei trasporti, quando non deriva, come negli USA, dal differenziale di prezzo tra commodities, è assicurata attraverso incentivi pubblici, come la leva fiscale. In Europa il prezzo alla pompa del gas naturale risulta vantaggioso rispetto al diesel per effetto di un regime di accisa favorevole; grazie a questo differenziale di prezzo, l'extra-costo iniziale legato all'acquisto di una macchina a metano si può ripagare in pochissimi anni, anche grazie a motori ormai in grado di garantire un'efficienza analoga a quelli tradizionali. E' dunque raccomandabile, sia a livello europeo che nazionale, un trattamento fiscale che mantenga nel tempo la sostenibilità economica del gas naturale come carburante alternativo.

### 6.2.2 Modifiche necessarie al quadro normativo e regolatorio sul gas naturale utilizzato come carburante

Sono necessarie alcune modifiche del quadro regolatorio e tariffario in materia, in particolare, di trasporto e distribuzione del gas naturale per autotrazione. Sono da affrontare, fra gli altri, i seguenti punti per adattare il contesto regolatorio e tariffario del settore gas alle particolarità dell'utilizzo come carburante per autotrazione:

- modifiche al conferimento della capacità di trasporto con introduzione di idonea flessibilità nell'utilizzo della capacità di trasporto;
- modifiche tese alla riduzione delle penali per supero di capacità impegnata sulle reti di trasporto del gas naturale ed in misura ancora maggiore per le reti di distribuzione del gas naturale.

Altro aspetto critico da superare per lo sviluppo del mercato sono le procedure di allaccio ai metanodotti. Le principali problematiche riguardano i lunghi tempi necessari alla realizzazione del PV quali le autorizzazioni e le realizzazioni delle infrastrutture di rete del gas e dell'elettricità a servizio del PV. Appare necessario che per gli impianti di distribuzione di metano per autotrazione, le relative condotte di allacciamento che li collegano alle esistenti reti del gas naturale siano dichiarate di pubblica utilità e che abbiano un carattere di indifferibilità e di urgenza. A tal fine i gestori delle reti di trasporto e di distribuzione di gas e di elettricità dovranno attribuire carattere di priorità alla realizzazione degli allacciamenti alle proprie reti degli impianti di distribuzione di metano autotrazione rispetto ad altri allacciamenti di attività commerciali e industriali della stessa area geografica.

### 6.2.3 Incentivi finanziari e non finalizzati a promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture

Realizzare un nuovo impianto di distribuzione metano in aree dove non è presente un adeguato parco veicolare rappresenta un rischio imprenditoriale notevole, questa problematica è ancora di più accentuata nell'attuale contesto economico del Paese che comporta una generica riduzione degli investimenti di ogni genere. La previsione di possibili eventuali incentivi, che aiuti l'investimento per la realizzazione delle infrastrutture in aree a bassa attrattività agevolerebbe il conseguimento dell'obiettivo di un'infrastruttura minima prevista in ambito europeo.

Come riportato, per la realizzazione di una infrastruttura di distribuzione di GNC ci sono inoltre alcuni vincoli tecnici insormontabili che sono la distanza dal metanodotto e la pressione di allaccio.

Qualora risulti diseconomica la realizzazione di un tradizionale impianto di erogazione di metano è possibile ricorrere a carri bombolai, al GNL o al biometano. Queste soluzioni innovative hanno costi attuali di realizzazione di impianto e di logistica del carburante superiori a quelli relativi all'infrastruttura GNC tradizionale e pertanto occorrerebbe facilitarne la loro diffusione su larga scala anche attraverso opportuni incentivi.

### 6.2.4 Revisione delle normative tecniche di sicurezza per i nuovi PV a metano

La revisione della normativa sia in materia di impianti, in particolare rispetto alle norme che devono essere rispettate al momento della costruzione, sia rispetto ai servizi erogati agli utenti finali agevolerebbe infine lo sviluppo di nuove infrastrutture e un migliore utilizzo di quelle realizzate.

Affinché possa aumentare la diffusione dei PV anche in aree urbanizzate, ritenute prioritarie nella direttiva DAFI, verrà valutata con attenzione la necessità di procedere ad una revisione delle vigenti norme tecniche di sicurezza alla luce dell'eventuale evoluzione della normativa europea di settore.

Infine con l'eliminazione del vincolo sulla capacità minima dei nuovi impianti (450 mc/h) si inciderebbe con una riduzione dei costi di realizzazione dei PV e si favorirebbe lo sviluppo del mercato.

### 6.2.5 Incentivi per promuovere la realizzazione di nuovi PV a biometano

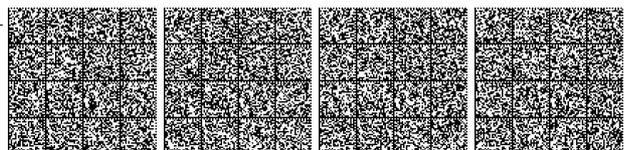
Laddove la realizzazione di una nuova stazione GNC presenta vincoli tecnici insormontabili quali la distanza dal metanodotto e la pressione di allaccio, il biometano rappresenta una soluzione innovativa, utile soprattutto in ambito urbano per l'alimentazione delle flotte di furgoni del trasporto merci leggero e di autobus per il Trasporto Pubblico Locale. Tuttavia, gli elevati costi di realizzazione di impianti e di logistica del biometano necessitano di incentivi per la loro diffusione.

Per agevolare la realizzazione di impianti di distribuzione a biometano, anche tramite aggiunta di un erogatore di biometano a punti vendita di carburanti convenzionali, è opportuno che la revisione in corso del decreto interministeriale 5 dicembre 2013 preveda un incremento dell'incentivazione sia in termini finanziari che di durata.

### 6.2.6 Superare le difficoltà operative per garantire il rifornimento self-service

Altro elemento importante è la possibilità di garantire rifornimenti in "self-service non presidiato" 24 ore su 24 in maniera analoga agli altri carburanti eliminando o riducendo significativamente le attuali limitazioni al servizio attraverso un aggiornamento da parte del Ministero dell'interno di concerto con il Ministero dello sviluppo economico del decreto sulla normativa tecnica dettata dal decreto del Ministro dell'interno del 24 maggio 2002 e successive modificazioni ed integrazioni in materia di sicurezza, tenendo conto degli standard di sicurezza utilizzati in ambito europeo.

### 6.2.7 Uso degli appalti pubblici a sostegno dell'uso del GNC

A supporto delle misure strategiche volte a facilitare lo sviluppo di una più capillare rete infrastrutturale, è importante sostenere la domanda sia pubblica che privata di veicoli alimentati a GNC, al fine di raggiungere la massa critica d'utenza tale da garantire la sostenibilità dell'investimento sugli impianti da realizzare e realizzati.

La vigente normativa in materia di Green Public Procurement e i relativi CAM (*Criteri Ambientali Minimi*) disposta dal DM 13-4-2013 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare tracciano alcune indicazioni che le stazioni appaltanti italiane, in coerenza con l'analoga normativa UE in materia di appalti, devono seguire per assicurare gare di fornitura in grado di contribuire alla sostenibilità del sistema dei trasporti. In quest'ambito, i veicoli GNC rientrano nelle forniture classificate come "verdi", con la conseguente attribuzione di valutazioni premianti in sede di assegnazione dei punteggi di gara.

Si tratta di un meccanismo che ha consentito di ampliare negli ultimi 2-3 anni soprattutto il parco autobus alimentato a GNC in servizio TPL, che oggi in Italia rappresenta il 9% circa del parco complessivo in esercizio TPL, con oltre 3.500 autobus in esercizio.

Lo stesso Fondo Investimenti gestito dal Ministero dell'Ambiente, mediante il Decreto Ministeriale n.735/11, aveva individuato delle premialità finanziarie per le Regioni che avessero promosso gare d'appalto per autobus GNC, in particolare per l'ambito urbano.

Le caratteristiche di veicolo a bassissima emissione di PM10 e NOx e a ridotta emissione di rumore consente alle Amministrazioni che utilizzano gli autobus GNC di avvalersi di considerevoli vantaggi in termini di abbattimento dei costi esterni nell'esercizio dei servizi di trasporto pubblico in ambito urbano. La migliore pianificazione per una mobilità sostenibile mediante la modernizzazione del servizio TPL individua nell'autobus GNC la soluzione tecnicamente e funzionalmente idonea. Nel futuro, occorre finalizzare in modo più puntuale i meccanismi di premialità a Regioni e Aziende TPL che promuovono gare di fornitura per autobus GNC. Infatti, l'autobus GNC assicura i seguenti vantaggi:

- servizi integrati con i servizi ferroviari pienamente sostenibili;
- servizi a basso impatto ambientale ed economicamente sostenibili per la città;
- riduzione del costo totale di esercizio con recupero di risorse da reinvestire per sistemi di mobilità sostenibile;
- aumento dell'attrattività dei servizi con possibili ricadute positive per la lotta alla congestione del traffico.

In ragione di questi vantaggi, sarebbe opportuno promuovere l'incremento della quota del parco autobus a GNC anche mediante i Contratti di Servizio tra Concessionario e Azienda di gestione dei servizi TPL, in coerenza con le linee di riforma del Sistema TPL.

In questo quadro, l'incentivazione finanziaria in sede di gara per l'attribuzione dei servizi in concessione alle Aziende per il trasporto pubblico locale (TPL) che realizzano impianti di erogazione GNC presso i depositi rappresenterebbe un fattore di spinta determinante per rendere operativamente possibile un diffuso utilizzo degli autobus alimentati a GNC.

In questa ottica opera la misura che prevede, per le pubbliche amministrazioni centrali, gli enti e istituzioni da esse dipendenti o controllate, le regioni, gli enti locali e i gestori di servizi di pubblica utilità da essi controllati, che sono situate nelle province ad alto inquinamento di particolato PM10, al momento della sostituzione del rispettivo parco auto, autobus e mezzi della raccolta dei rifiuti urbani un obbligo di acquisto di almeno il 25 per cento di veicoli a metano GNC e GNL.

### 6.2.8 Incentivi non finanziari finalizzati a promuovere e sostenere la diffusione dei mezzi commerciali GNC

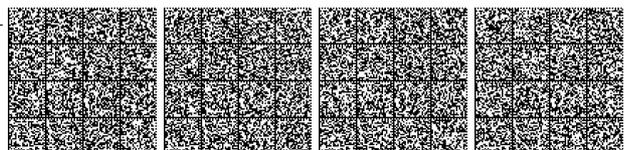
Per il comparto dell'autotrasporto, non esistono attualmente in Italia meccanismi di regolazione del sistema finalizzati a promuovere e sostenere la diffusione dei mezzi commerciali GNC.

L'unica regolazione tendente a favorire indirettamente il rinnovo del parco circolante è stata introdotta dalle recenti Circolari del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti - MIT, in attuazione della Legge n.147/13.

Un fattore di regolazione del traffico merci in Italia su alcune direttrici internazionali è rappresentato dai limiti imposti da Paesi confinanti come Svizzera ed Austria per la circolazione dei veicoli con classi Euro più vetuste. Ad esempio, lungo l'asse del Brennero, la regolazione vigente sulla rete elvetica e austriaca inizia a condizionare anche la scelta del veicolo da parte degli operatori italiani, con prospettive positive in termini di aumento della quota di domanda per i veicoli GNC.

La tendenza a promuovere misure di regolazione della domanda al fine di rendere più sostenibile il sistema dei trasporti, a partire da quello industriale, sarà parte sempre più evidente e concreta nella pianificazione dei trasporti, sia su scala nazionale che locale. La regolazione del pedaggio autostradale mediante l'attuazione della Direttiva "Eurovignette" 2011/76/EU e le misure di "road pricing", "park pricing", "area pricing" adottate a vario titolo dagli Enti Locali rappresentano una discriminante di selezione dei mezzi utilizzabili, in particolare per l'ambito urbano, in grado di favorire la diffusione dei veicoli GNC.

Lo stesso vale per le misure di rimborso di pedaggi, accise carburanti e spese documentate e forfettarie applicate a sostegno del comparto dell'autotrasporto.

Occorre quindi prevedere in futuro una modularità di pedaggi e rimborsi, oltre che di accesso alla circolazione e alla sosta operativa nelle aree di pregio ambientale, che assegni ai mezzi GNC un concreto vantaggio operativo ed economico. Si tratta di un passaggio che dovrebbe rappresentare una priorità per la programmazione nazionale, se si intende dare impulso e spinta propulsiva allo sviluppo della tecnologia GNC nelle attività di trasporto industriale.

# 7 INTEROPERABILITA' A LIVELLO EUROPEO

In accordo con il punto (10) delle considerazioni inziali e l'articolo 3, comma 1 della Direttiva, laddove la continuità extraterritoriale dell'infrastruttura ovvero la realizzazione di una nuova infrastruttura in prossimità di confini lo richieda, sarebbe opportuno collaborare con gli Stati Membri limitrofi coinvolti al fine di garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura per i combustibili alternativi.

Al fine di valutare la necessità di detta continuità transfrontaliera, ai sensi dell'articolo 6, comma 8 della Direttiva, particolare attenzione potrà essere data ai punti di rifornimento lungo i collegamenti stradali transfrontalieri.

La valutazione della necessità e delle eventuali modalità da adottare per garantire la continuità transfrontaliera dell'infrastruttura così come l'eventuale sviluppo di progetti pilota e/o progetti infrastrutturali potrebbe essere fatta tenendo in considerazione, per quanto pratico ed applicabile, anche i risultati dei progetti europei di collaborazione transfrontaliera conclusi o in itinere quali, a titolo d'esempio, quelli co-finanziati a valere sui bandi TEN-T ovvero CEF.

# Quadro strategico nazionale

## Sezione D: fornitura di gas di petrolio liquefatto (GPL) per il trasporto

## INDICE

## LISTA DELLE TABELLE

**Tabella No.**



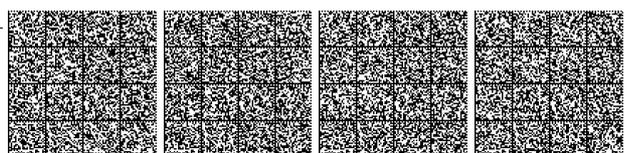
## LISTA DELLE FIGURE

**Figura No.**

# 1 LE POLITICHE DELL'UNIONE EUROPEA PER IL SETTORE DEI TRASPORTI

Nel settore dei trasporti, sostenere l'innovazione e l'efficienza, frenare la dipendenza dalle importazioni di petrolio e guidare il passaggio a fonti energetiche interne e rinnovabili rappresenta una via da seguire per raggiungere gli obiettivi chiave europei: stimolare la crescita economica, aumentare l'occupazione e mitigare i cambiamenti climatici. In particolare l'Italia presenta un livello di dipendenza energetica tra i più elevati a livello europeo, 76.9% al 2013. Nel 2012, l'import di petrolio grezzo è stato pari a 68.81 milioni di tonnellate e la spesa per benzina e diesel è stata pari a 24.63 miliardi di euro (Fuelling Europe's future. How auto innovation leads to EU jobs. Cambridge Econometrics (CE), in collaboration with Ricardo-AEA, Element Energy. 2013) (Figura 1).

**Figura 1: Dipendenza energetica nel 2013 e spesa dei paesi europei in benzina e diesel nel 2012. Fonte: EUROSTAT**

Occorre quindi porsi obiettivi di riduzione dei consumi energetici da combustibili fossili, di riduzione delle emissioni di anidride carbonica e di miglioramento della qualità dell'aria anche tramite l'utilizzo del gas di petrolio liquefatto.

# 2 LO STATO TECNOLOGICO

## 2.1 GAS PETROLIO LIQUEFETTO - GPL

Il GPL è un miscela di idrocarburi gassosi, formata principalmente da propano e butano, che deriva sia dal processo di estrazione del gas naturale, sia dalla raffinazione del greggio.
In Italia l'approvvigionamento del prodotto è determinato per il 53% dall'estrazione di gas naturale nei Paesi dell'area mediterranea e per il 47% dalla raffinazione del petrolio, principalmente in impianti nazionali e comunitari.
A temperatura ambiente e a pressione atmosferica, il GPL si presenta sotto forma di gas, ma può essere agevolmente liquefatto se sottoposto a moderate pressioni. Una volta liquefatto, il GPL può essere facilmente immagazzinato e trasportato in recipienti a pressione (cisterne ferroviarie o stradali), anche in zone difficilmente raggiungibili, e reso fruibile all'utente in bombole e serbatoi di varie dimensioni.
Durante il processo di liquefazione il suo volume si riduce di ben 274 volte. Ciò permette di immagazzinare una grande quantità di energia in poco spazio.
Il GPL è un'ottima fonte energetica e, a causa di una grande facilità di lavorazione, ha una notevole versatilità e può contribuire significativamente alla lotta all'inquinamento atmosferico, contribuendo alla riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti, sia nel settore dell'autotrazione che in quello della nautica.

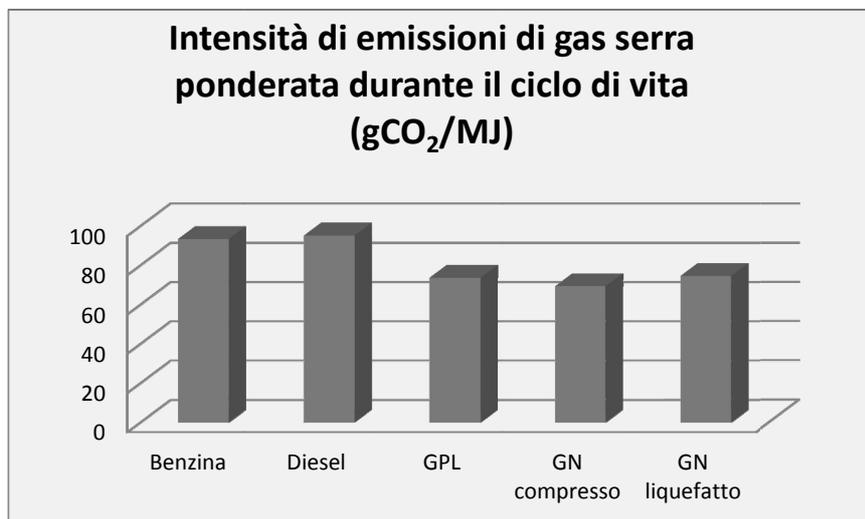
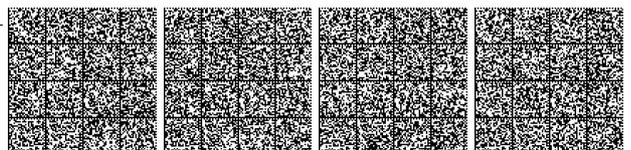
Dal punto di vista ambientale il GpL presenta notevoli vantaggi. Di seguito, si riporta un'analisi dell'impatto ambientale in termini di emissioni climalteranti e inquinanti.
In particolare, per quanto riguarda la $C0_2$, trattandosi di un climalterante, le emissioni sono state stimate sull'intero ciclo di vita (Life Cycle Analysis - LCA) e comparate con quelle derivanti dalla produzione e dall'utilizzo degli altri carburanti fossili. Il seguente grafico presenta una comparazione tra le emissioni LCA di benzina, diesel, GpL e metano, pubblicate dalla direttiva (UE) 652/2015, da cui si evince che il GPL presenta un risparmio di emissioni rispetto a benzina e diesel.

Per quanto riguarda le emissioni di inquinanti locali, quali in particolare PM e NOx, si riporta di seguito una tabella riepilogativa con i relativi fattori: i dati, estrapolati dalla "Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia" dell'ISPRA, sono riferiti al 2013 e riguardano,

rispettivamente, nella prima tabella i valori emessi in ambito urbano, nella seconda i valori complessivamente emessi in ambito urbano, extraurbanoe e autostradale.

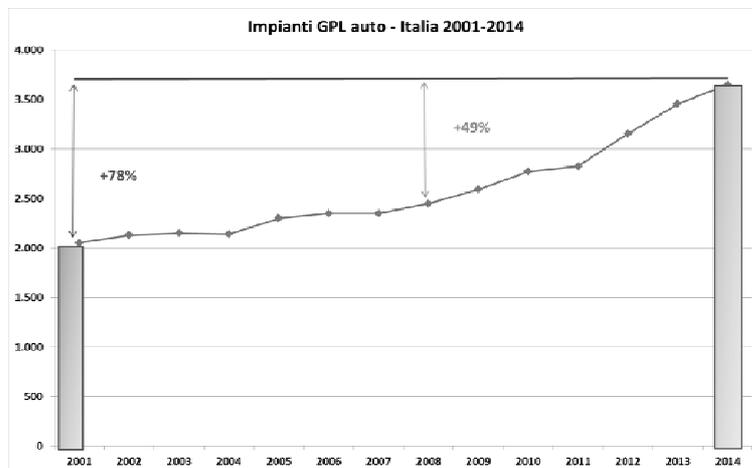
**Tabella 1: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: urbano (Ispra, 2013)**

| Settore | PM_exhaust g/km | PM2.5 g/km | PM10 g/km | NOx g/km |
|---|---|---|---|---|
| Autovetture Benzina | 0,001758 | 0,012889 | 0,022956 | 0,290725 |
| Autovetture Diesel | 0,043343 | 0,054474 | 0,064541 | 0,859305 |
| Autovetture GPL | 0,001488 | 0,012619 | 0,022686 | 0,186492 |
| Autovetture Gas Naturale | 0,001448 | 0,012579 | 0,022646 | 0,092054 |
| Bus Diesel | 0,235755 | 0,271363 | 0,309750 | 10,804344 |
| Bus Gas Naturale | 0,010593 | 0,045039 | 0,082928 | 5,141336 |
| *riduzione GPL/benzina* | *15%* | *2%* | *1%* | *36%* |
| *riduzione GPL/diesel* | *97%* | *77%* | *65%* | *78%* |
| *riduzione Gas Naturale/benzina* | *18%* | *2%* | *1%* | *68%* |
| *riduzione Gas Naturale/diesel* | *97%* | *77%* | *65%* | *89%* |
| *riduzione bus metano/bus diesel* | *96%* | *83%* | *73%* | *52%* |

**Tabella 2: Banca dati dei fattori di emissione medi del trasporto stradale in Italia, ambito di riferimento: totale (Ispra, 2013)**

| Settore | $PM_{_exhaust}$ g/km | $PM_{2.5}$ g/km | $PM_{10}$ g/km | NOx g/km |
|---|---|---|---|---|
| Autovetture Benzina | 0,001335 | 0,009394 | 0,015961 | 0,186220 |
| Autovetture Diesel | 0,029212 | 0,036924 | 0,043092 | 0,682366 |
| Autovetture GPL | 0,001203 | 0,009147 | 0,015579 | 0,121540 |
| Autovetture Gas Naturale | 0,001179 | 0,009123 | 0,015554 | 0,070021 |
| Bus Diesel | 0,129833 | 0,150644 | 0,170047 | 6,467469 |
| Bus Gas Naturale | 0,010249 | 0,043822 | 0,080588 | 5,002739 |
| *riduzione GPL/benzina* | *10%* | *3%* | *2%* | *35%* |
| *riduzione GPL/diesel* | *96%* | *75%* | *64%* | *82%* |
| *riduzione Gas Naturale/benzina* | *12%* | *3%* | *3%* | *62%* |
| *riduzione Gas Naturale/diesel* | *96%* | *75%* | *64%* | *90%* |
| *riduzione bus metano/bus diesel* | *92%* | *71%* | *53%* | *23%* |

## 2.2 RETE DI DISTRIBUZIONE

Negli ultimi anni, la rete di distribuzione stradale del GPL auto è cresciuta in modo costante e abbastanza omogeno su tutto il territorio nazionale. Dal 2001 al 2014, i punti vendita sono aumentati del 78%, con un più alto trend di crescita a partire dal 2008 (+48%) grazie ad alcuni interventi normativi che hanno accelerato lo sviluppo della rete.

La rete distributiva del GPL auto rappresenta il 16% di quella totale e la quasi totalità degli impianti eroganti GPL sono inseriti in stazioni multicarburante. Secondo il tipo di viabilità stradale, la rete di GPL auto a fine 2012 era così suddivisa: 257 su autostrade e raccordi autostradali e 2900 sulle altre strade.

Analizzando la densità superficiale della rete in ogni singola Regione, in 12 di queste si registrano valori pari o inferiori alla media nazionale, pari a 1,2 impianti ogni 100 Kmq. La densità media nazionale, inoltre, è cinque volte inferiore a quella rilevata per i punti vendita eroganti i carburanti tradizionali pari a oltre 6 impianti ogni 100 kmq.

**Tabella 3: Diffusione impianti a livello regionale**

| REGIONE | Impianti GPL | Densità Superficiale (n. impianti/100 Kmq) |
|---|---|---|
| Valle D'Aosta | 5 | 0,2 |
| Sardegna | 84 | 0,3 |
| Basilicata | 43 | 0,4 |
| Trentino-Alto Adige | 50 | 0,4 |
| Sicilia | 163 | 0,6 |
| Liguria | 34 | 0,6 |
| Molise | 32 | 0,7 |
| Calabria | 105 | 0,7 |
| Umbria | 81 | 1 |
| Abruzzo | 120 | 1,1 |
| Friuli-Venezia Giulia | 84 | 1,1 |
| Toscana | 279 | 1,2 |
| Puglia | 244 | 1,2 |
| **Media Italia** | **3766** | **1,2** |
| Piemonte | 340 | 1,3 |
| Lombardia | 423 | 1,8 |
| Lazio | 336 | 1,9 |

| | | |
|---|---|---|
| Campania | 265 | 1,9 |
| Emilia Romagna | 435 | 1,9 |
| Marche | 188 | 2 |
| Veneto | 455 | 2,5 |

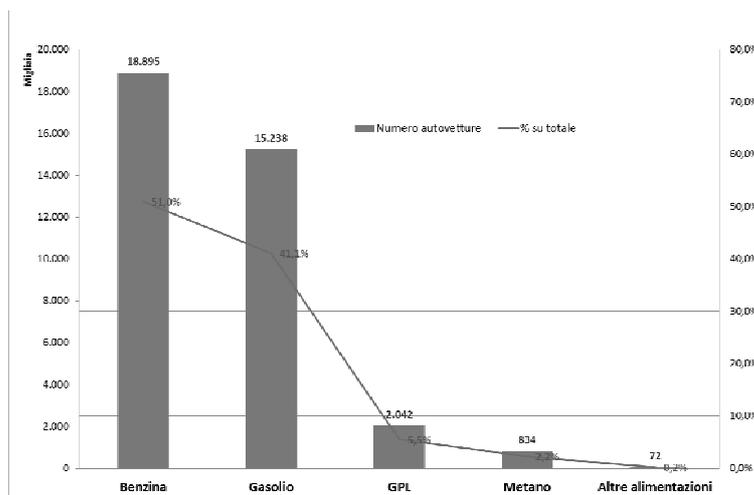
Relativamente al rapporto tra stazioni di GPL auto e abitanti, in Italia il rapporto medio è di 16.000 residenti circa per impianto, con 10 Regioni che presentano un rapporto superiore alla media nazionale, mentre in merito al numero di veicoli a GPL circolanti per impianto, sono 7 le Regioni nelle quali si registra una media superiore a quella nazionale, che è pari a 542. A tal proposito, si evidenzia che in Italia il numero di veicoli con alimentazione tradizionale per impianto risulta, in media, superiore a 800: un rapporto, quindi, più alto di quello relativo al GPL di circa il 50%.
Pertanto, la consistenza della rete GPL rispetto al numero di veicoli da servire è più favorevole di quella degli altri carburanti tradizionali, seppur con una densità territoriale notevolmente inferiore.

**Tabella 4: Impianti per residenti e per veicoli circolanti**

| REGIONE | Impianti GPL | Residenti per impianto | Veicoli circolanti per impianto |
|---|---|---|---|
| Marche | 188 | 8.249 | 274 |
| Molise | 32 | 9.792 | 308 |
| Emilia Romagna | 435 | 10.231 | 624 |
| Veneto | 455 | 10.830 | 474 |
| Umbria | 81 | 11.046 | 414 |
| Abruzzo | 120 | 11.096 | 424 |
| Piemonte | 340 | 13.013 | 617 |
| Basilicata | 43 | 13.410 | 298 |
| Toscana | 279 | 13.450 | 453 |
| Friuli-Venezia Giulia | 84 | 14.609 | 222 |
| Puglia | 244 | 16.763 | 435 |
| Lazio | 336 | 17.537 | 626 |
| Calabria | 105 | 18.825 | 330 |
| Sardegna | 84 | 19.801 | 313 |
| Trentino-Alto Adige | 50 | 21.119 | 475 |
| Campania | 265 | 22.119 | 799 |
| Lombardia | 423 | 23.647 | 703 |
| Valle D'Aosta | 5 | 25.660 | 624 |
| Sicilia | 163 | 31.240 | 629 |
| Liguria | 34 | 46.567 | 757 |

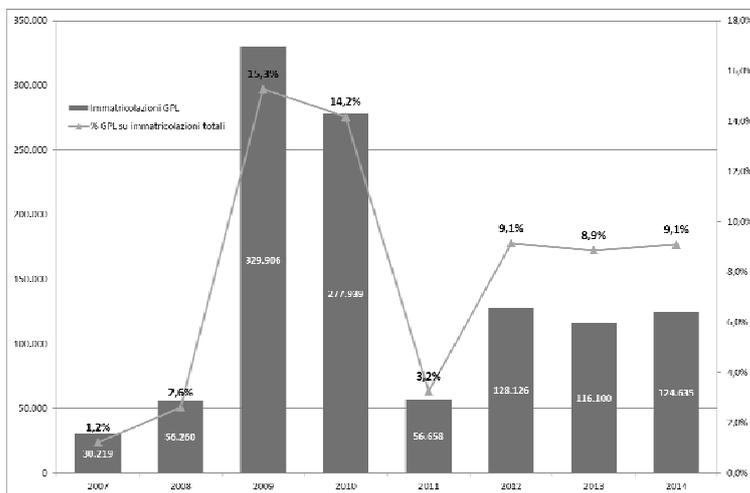
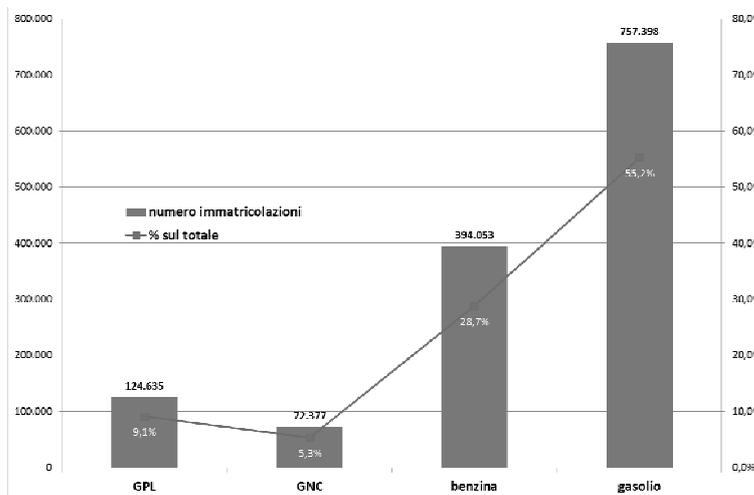
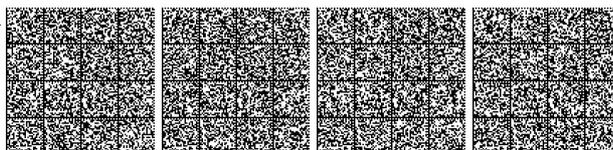
In merito al GPL per uso nautico, in Italia dai primi anni 2000 sono stati condotti alcuni progetti pilota sia nel settore del diporto sia in quello della navigazione commerciale.
Nella laguna di Venezia sono stati convertiti alcuni natanti per uso diportistico e nel 2010 è stato realizzato il primo distributore ad uso pubblico.
Numerosi motoscafi della Federazione italiana sci nautico, inoltre, sono alimentati a GPL: per il rifornimento degli stessi sono state installate due stazioni interne, una presso l'idroscalo di Milano e l'altra presso il campo prova di Recetto (NO).

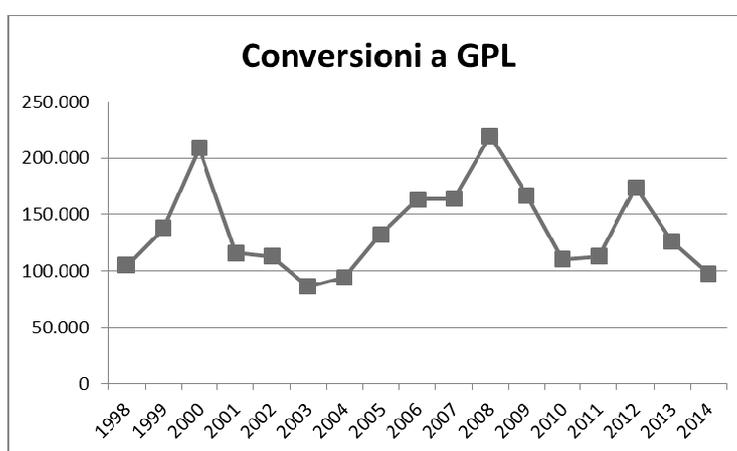
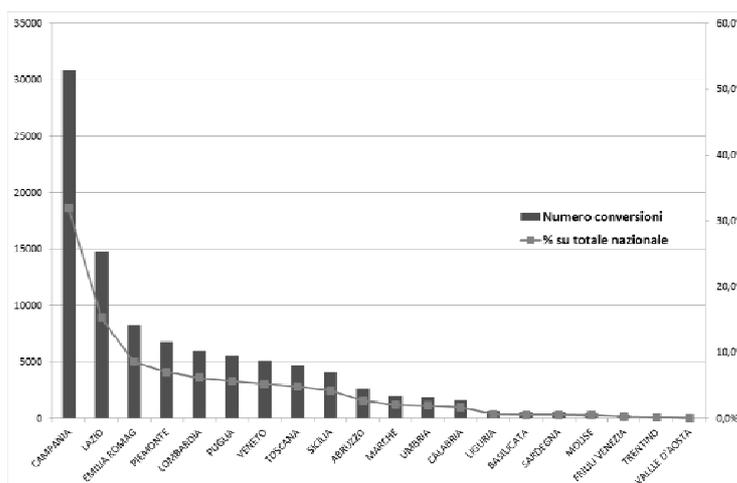
## 2.3 MERCATO

I consumi di GPL per autotrazione hanno subito una importante flessione negli anni 2000-2007 (-34%), principalmente a causa della maggiore diffusione dei veicoli diesel e di un contestuale gap tecnologico nell'impiantistica GPL.
Grazie anche ai sistemi di incentivazione pubblica, tuttavia, il parco auto a GPL e quindi i relativi consumi si sono ripresi fino a recuperare tutto il calo accumulato dal 2001 al 2007.
Nel 2014 sono state vendute 1.576.000 tonnellate di prodotto e i consumi di GPL auto hanno rappresentato, su base energetica, poco più del 5% dei consumi totali nel settore dei trasporti stradali.
Oltre il 40% del mercato è rifornito con propano proveniente da gas naturale, mentre la parte restante è una miscela variabile di gas liquidi prodotta nelle raffinerie italiane.
Si osserva che nel tempo è avvenuta una significativa riduzione del consumo unitario medio dei veicoli a GPL conseguente alla sempre maggiore efficienza delle auto e ad un fenomeno recessivo dei consumi per effetto della crisi economica, così come è accaduto per tutti i carburanti, nonché ad una contrazione significativa delle cilindrate medie.
Quest'ultimo fenomeno ha caratterizzato in particolare i gas (GPL e metano) ed è stato il risultato delle campagne di incentivazione a favore dell'acquisto di autovetture con basse emissioni di $CO_2$ e quindi, inevitabilmente, con cilindrate inferiori al passato.
Il parco autovetture circolante a GPL rappresenta il 5,5% del totale (dati ACI 2014) con 2.042.000 veicoli, a notevole distanza dalla benzina (51%) e dal gasolio (41%).

La maggior parte della popolazione di autovetture a GPL si concentra in alcune Regioni del nord del Paese: Piemonte, Lombardia, Veneto ed Emilia-Romagna insieme accolgono quasi il 50% del parco circolante.
Nelle altre aree dell'Italia, si evidenziano le regioni del Lazio e della Campania con percentuali superiori al 10%.

### 2.3.1 Immatricolazioni di autovetture alimentate con GPL

Le case automobilistiche hanno cominciato ad offrire modelli nativi a GPL a partire dal 1998 ma solo dal 2007 in poi quest'ultimi hanno rappresentato una percentuale non marginale sul totale immatricolato.

Negli anni 2009-2010, grazie agli incentivi statali all'acquisto di veicoli nuovi, che riconoscevano un beneficio unitario maggiore per coloro che sceglievano un auto a gas, le immatricolazioni a GPL hanno registrato un picco, fino a superare la soglia del 15% sul totale immatricolato.

Nel 2014 le immatricolazioni di autovetture a GPL hanno rappresentato il 9,1% sul totale, terzo prodotto dopo gasolio (55,2%) e benzina (28,7%) e prima del metano (5,3%), mentre le altre alimentazioni (ibride, elettriche…) sono rimaste al di sotto del 1,7%.

In Italia, sono attualmente offerti a listino da oltre 15 case automobilistiche circa 60 modelli alimentati a GPL, o più precisamente bi-fuel (benzina-GPL) dove la benzina ha la funzione di carburante di emergenza per eventuali difficoltà di rifornimento su strada. I modelli offerti si concentrano nei segmenti commerciali da A, B e C, mentre pochi sono quelli che appartengono al segmento D.

### 2.3.2 Conversioni a GPL di autovetture circolanti

Per “conversione a GPL” si intende l’operazione di modifica di un veicolo già omologato a benzina - e il più delle volte già immatricolato - per equipaggiarlo con un sistema di alimentazione a GPL. Tali interventi di after-market sono realizzati da officine meccaniche specializzate che in Italia sono circa 6.000, diffuse su tutto il territorio nazionale. In Italia, sono presenti, inoltre, le più importanti imprese di progettazione e costruzione di sistemi di alimentazione a GPL, che completano la filiera industriale delle conversioni a GPL e che sono leader globali del mercato e della tecnologia.
La domanda di mercato è stata storicamente molto rilevante nel nostro Paese, ma anche molto variabile nel tempo per diverse ragioni legate al prezzo del carburante, della componentistica e alla presenza o meno di incentivazioni pubbliche.

Il record di mercato raggiunto nel 2008 è il risultato di una campagna di incentivazione finanziaria che è stata attivata negli anni precedenti ma che ha ottenuto i suoi maggiori finanziamenti negli anni 2007, 2008 e 2009. Campania e Lazio hanno registrato il maggior numero di conversioni, contando insieme per oltre il 45% sul totale nazionale.

## 2.4 NORMATIVA

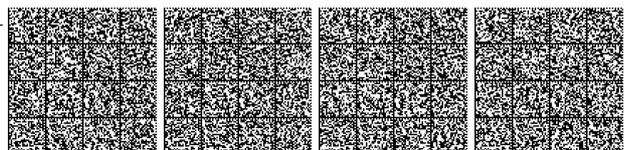
Nel 2008, la rete distributiva dei carburanti è stata oggetto di una importante riforma legislativa volta all'apertura alla piena concorrenza nel settore ed allo stesso tempo alla promozione dei carburanti alternativi, incoraggiando le amministrazioni regionali a porre in atto dei provvedimenti di sviluppo nell'ambito dei loro poteri di programmazione del territorio (Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112, articolo 83-bis, comma 21)
La maggior parte delle Regioni hanno attuato la norma statale imponendo l'erogazione di almeno un carburante gassoso (GPL o metano) in ogni nuovo impianto stradale.

Queste disposizioni regionali hanno avuto un effetto propulsivo importante sullo sviluppo delle reti di distribuzione di questi due carburanti ecologici: ad esempio, nel periodo dal 2009 al 2014 la rete del GPL è cresciuta di circa il 40%, da poco meno di 2.600 punti vendita a oltre 3.600, mentre nei sei anni precedenti, cioè dal 2003 al 2008, l'incremento era stato del solo 14%.
Più in generale, le iniziative regionali in materia di impianti stradali hanno contribuito ad enfatizzare il ruolo dei carburanti gassosi nelle più ampie politiche energetiche e ambientali delle Regioni e degli Enti Locali.
Infatti, sono state contestualmente poste in essere misure fiscali e finanziarie volte ad incentivare la domanda di mercato del GPL e del metano, proprio al fine di "spezzare" il circolo vizioso (assenza di domanda come conseguenza dell'assenza di offerta, e viceversa) che normalmente impedisce l'affermarsi di tecnologie alternative.

### 2.4.1 Norme tecniche di settore

L'investimento richiesto per la realizzazione di impianti di erogazione di GPL auto presso un punto vendita stradale è ancora leggermente superiore rispetto al caso dei combustibili liquidi tradizionali, soprattutto perché le norme tecniche di settore sono complessivamente più stringenti.
Queste normative tecniche sono state aggiornate (Decreto del Presidente della Repubblica 24 ottobre 2003, n. 340 e successive modifiche e integrazioni) nella direzione di una maggiore semplificazione non solo delle regole di costruzione/installazione, ma anche di quelle relative all'esercizio del punto vendita.
Tali aggiornamenti hanno notevolmente agevolato, rispetto al passato, l'affiancamento dei gas per auto agli altri carburanti: maggiore flessibilità nell'installazione delle apparecchiature, riduzione delle distanze di sicurezza rispetto a fabbricati interni ed esterni alla stazione, introduzione delle colonnine multi-prodotto (GPL, metano, benzina e diesel), nonché l'introduzione del servizio self-service per entrambi i carburanti gassosi.
Il servizio fai-da-te è consentito sia in presenza sia in assenza del personale nel piazzale della stazione stradale, pur nel rispetto di certe condizioni tecniche che sono più severe rispetto al caso del rifornimento effettuato dall'operatore (Decreto Ministro dell'Interno del 31 marzo 2014).

### 2.4.2 Navigazione da diporto e commerciale

Relativamente alla progettazione e costruzione delle unità da diporto e dei loro motori, la normativa comunitaria di riferimento è costituita dalla Direttiva 94/25/CE: trattasi di una Direttiva c.d. "di nuovo approccio" che pertanto stabilisce solo alcuni requisiti essenziali per la certificazione delle unità e dei motori secondo schemi amministrativi predefiniti.

La Direttiva demanda al Comitato Normatore Europeo (CEN) la definizione di eventuali specifiche tecniche di dettaglio per le diverse applicazioni ricadenti nel suo scopo, come ad esempio la propulsione a GPL. In altre parole, la conformità agli eventuali standard CEN armonizzati fornisce presunzione di conformità ai requisiti essenziali della direttiva nell'ambito delle relative procedure di certificazione.
La propulsione a GPL è esplicitamente prevista dalla legislazione comunitaria e il CEN ha già emanato una norma tecnica armonizzata, la UNI EN 15609:2012 riguardante *"Attrezzature e accessori per GPL - Sistemi di propulsione a GPL per imbarcazioni, yacht e altre unità"*.
Al fine di completare il quadro normativo europeo, la Legge Delega del 7 ottobre 2015, n. 167, per la riforma del Codice della nautica da diporto, ha delegato il Governo ad adottare le *"procedure per l'approvazione e l'installazione di sistemi di alimentazione con gas di petrolio liquefatto (GPL) su unità da diporto e relativi motori di propulsione, sia di nuova costruzione che già immessi sul mercato"*.

I requisiti tecnici necessari per ottenere il rilascio dei certificati di sicurezza o d'idoneità delle navi ad uso commerciale sono determinati dal D.P.R. 8 novembre 1991, n. 435, *"Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare"*.
Nel 2010 il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, tenuto conto che il regolamento suddetto non prevede l'uso del GPL come carburante per la propulsione, ha istituito un tavolo di lavoro con le istituzioni, gli organi di controllo e le categorie interessate per la realizzazione di un protocollo di sperimentazione con l'obiettivo di produrre un'opportuna regolamentazione tecnica.
Il Registro Italiano Navale (RINA) su mandato del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti ha predisposto una bozza di disciplinare tecnico in base alla quale i titolari delle imbarcazioni avrebbero dovuto presentare eventuali proposte di sperimentazione in campo. Purtroppo, fino ad ora, nessun campo prova è stato attivato sebbene sia stato manifestato un certo interesse sia da parte di alcuni utilizzatori che da parte di costruttori di mezzi, motori e sistemi di alimentazione a gas.

### 2.4.3 Rete di distribuzione per la navigazione da diporto e commerciale

Con il Decreto del Ministero dell'Interno del 6 ottobre 2010 è stata approvata la regola tecnica per la realizzazione della stazione di rifornimento uso nautico.
Rispetto alla disciplina di prevenzione incendi vigente nel campo della distribuzione del GPL uso autotrazione, il citato Decreto Ministeriale contiene alcune importanti semplificazioni, soprattutto nel lay-out delle apparecchiature, che consentono l'installazione degli impianti anche in porti di piccole e medie dimensioni.
L'assenza di un chiaro e completo quadro regolamentare per la certificazione delle mezzi da diporto e navali pone, tuttavia, un ostacolo allo sviluppo della domanda e, pertanto, risulta difficile motivare gli investimenti nella realizzazione di punti vendita carburante.
Dal 2010 ad oggi, non è stato installato alcun impianto di GPL per la nautica, e quindi la norma è rimasta di fatto inapplicata.

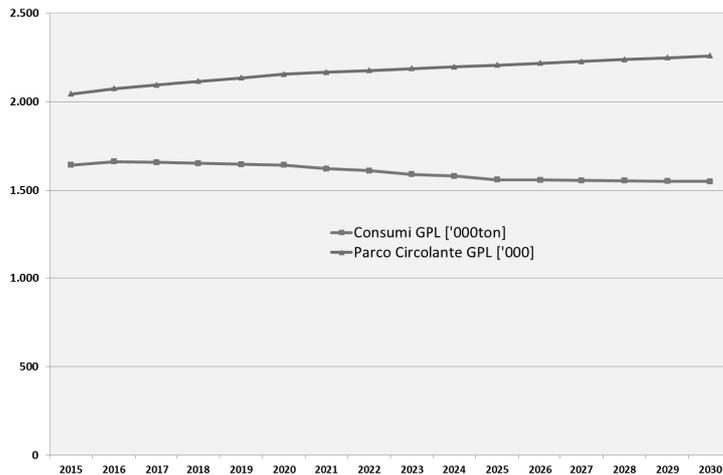
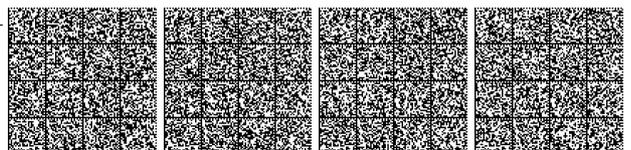
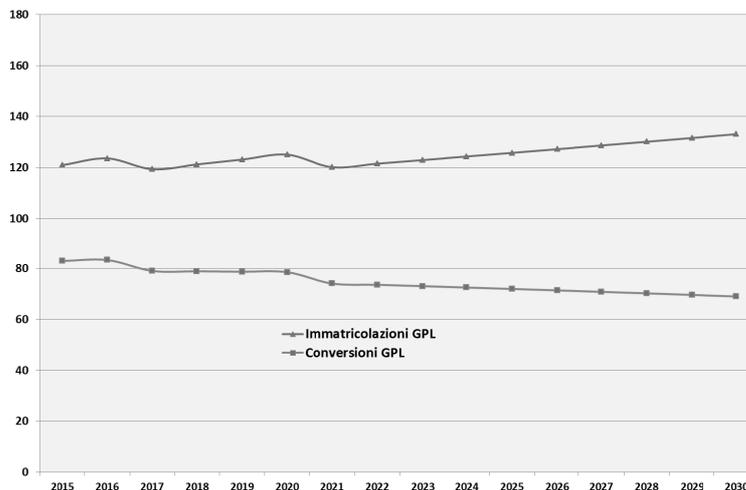
### 2.4.4 Domanda di mercato

In Italia, molteplici sono state le iniziative per favorire l'acquisto di veicoli nuovi a gas e la conversione a gas delle vetture circolanti.
La misura a "costo zero" di maggior successo è quella che permette alle autovetture alimentate con GPL o con metano di circolare anche in presenza dei blocchi del traffico motivati da ragioni di carattere ambientale.

Infatti, in questi anni, molti Comuni hanno disposto il blocco della circolazione parziale o totale all'interno dei propri centri urbani per evitare lo sforamento dei limiti di concentrazione in aria del particolato e degli ossidi di azoto stabiliti dalla direttive europee.
Considerando che i gas di scarico delle autovetture a GPL e a metano presentano emissioni di particolato e di ossidi di azoto molto ridotte, soprattutto rispetto al diesel, i Comuni hanno esentato tali tipi di autovetture dai suddetti blocchi del traffico. Questo costituisce un vantaggio significativo in termini di possibilità di utilizzo del veicolo, che i proprietari di auto a gas hanno percepito come un vero e proprio premio alla propria scelta.
I provvedimenti di esenzione sono però spesso disomogenei mentre una maggiore armonizzazione darebbe più certezze ai cittadini e rappresenterebbe una sistema strutturale di incentivazione al passaggio a tecnologie a più basso impatto.

# 3 SCENARI DI SVILUPPO

## 3.1 LATO DOMANDA

Il grafico seguente mostra le previsioni tendenziali dei consumi e del complessivo parco circolante a GPL, con esclusione del settore della nautica, settore per il quale, tuttavia, si ritiene probabile uno sviluppo a seguito di politiche di sostegno adeguate.
Si osserva un aumento del parco circolante al 2020 di circa il 6% rispetto al dato di 2.042.000 di fine 2015 e dell'11% al 2030, grazie ad un bilancio positivo tra il numero di nuove autovetture immesse sul mercato (immatricolazioni + conversioni) e quello delle vetture rottamate.
I consumi rimangono invece pressoché costanti fino al 2020, mentre per gli anni a seguire si nota un crescente "disaccoppiamento" rispetto al parco circolante per effetto di un duplice fenomeno: incremento della efficienza media del parco e diminuzione dei chilometraggi annui.
Il consumo medio per veicolo scende infatti dalle attuali 0,80 t/veicolo/anno a 0,76 nel 2020 e 0,69 nel 2030.

Nella figura seguente si riportano gli andamenti tendenziali delle immatricolazioni e delle conversioni, la cui somma rimane abbastanza costante nel tempo, ma la ripartizione interna evidenzia un leggero

aumento delle immatricolazioni e un contemporaneo e costante calo delle conversioni. Le conversioni si riducono di circa il 5% al 2020 e del 17% al 2030, mentre le immatricolazioni crescono, rispettivamente, del 3% e del 10%.

La ricerca "Green economy e veicoli stradali: una via italiana", realizzata dalla Fondazione per lo Sviluppo Sostenibile, ha preso in esame nel 2014 anche uno scenario di elevata penetrazione delle auto a gas in Italia da oggi al 2030, con la progressiva sostituzione di circa un terzo delle auto a combustibili liquidi del parco circolante, dovuta sia ad acquisto di nuove auto sia ad interventi di retrofit. La riduzione delle emissioni sarebbe significativa: al 2030 - 3,5 milioni di t $CO_2$, - 67 tonnellate di particolato e - 21 mila tonnellate di ossidi di azoto all'anno rispetto ad uno scenario di non intervento.

## 3.2 LATO OFFERTA

Per la stima dello sviluppo tendenziale della rete di distribuzione stradale si è ipotizzato di mantenere costante il rapporto tra il numero di stazioni e i consumi di carburante. La relazione di proporzionalità tra queste due grandezze, oltre ad avere un fondamento razionale, è corroborata dai dati storici degli ultimi anni: dal 2008 al 2015 il rapporto tra numero di stazioni e consumi ha subito oscillazioni contenute nel 10% massimo (410 – 450 t/impianto).
Questo è, inoltre, avvenuto in vigenza di normative volte a sostenere la crescita degli impianti. Lo scenario ipotizzato risulterebbe, pertanto, sovrastimato nel caso in cui il contesto legislativo dovesse mutare e le misure regionali di obbligo all'installazione di erogatori di GPL nei nuovi impianti dovessero essere abrogate in tutto il territorio nazionale, per effetto di provvedimenti statali, o in una parte più o meno ampia di esse, per scelta delle stesse amministrazioni locali.

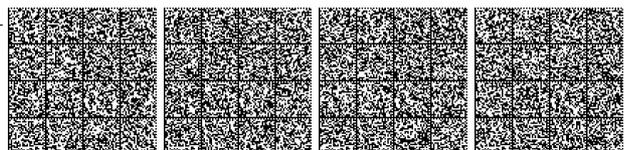
# 4 MISURE DI SOSTEGNO

## 4.1 MISURE A CARATTERE FINANZIARIO PER AGEVOLARE LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE STRADALE

Per agevolare la realizzazione di impianti di distribuzione stradale di GPL o metano, alcune Regioni hanno messo in campo proprie risorse finanziarie per sostenere, con stanziamenti a fondo perduto, le spese relative alla c.d. area tecnologica, cioè per l'acquisto dei componenti degli impianti.
Le risorse sono state sempre esigue rispetto alla potenziale domanda e le modalità di erogazione dei finanziamenti hanno creato alcune difficoltà di accesso per alcuni tipi di imprese.
Infatti, nella quasi totalità dei casi, le Regioni sono ricorse al regime del "*de minimis"* per non incorrere nelle problematiche burocratiche relative alla notifica degli aiuti di Stato secondo la disciplina UE.
Il contributo unitario massimo per azienda stabilito per gli aiuti erogati in regime di *"de minimis"* (originariamente 100.000 euro e recentemente aumentato a 200.000 euro complessivi nell'arco di tre anni) ha, però, tenuto fuori alcuni importanti investitori.

## 4.2 MISURE FINANZIARIE PER L'ACQUISTO DI VEICOLI

Come rilevato nell'analisi dell'andamento delle immatricolazioni di veicoli a gas, il programma di incentivazione attivo negli anni 2009 e 2010 ha generato una svolta epocale nella domanda di mercato.
Infatti, a chi acquistava un veicolo a gas con emissioni di $CO_2$ inferiori a 120gr/km previa rottamazione di una vettura circolante veniva riconosciuta una agevolazione statale di circa 3.000 euro pari a una percentuale rilevante del costo complessivo dell'auto.
Le case automobilistiche hanno ampliato la propria gamma di mezzi a gas proprio per cogliere l'opportunità offerta dalle agevolazioni statali. In un clima di competizione molto positivo, ognuna di loro ha prodotto in tempi brevi campagne pubblicitarie e di marketing per conquistare quote di mercato in questo nuovo segmento. Si è creato, quindi, un circolo virtuoso che ha amplificato l'efficacia degli incentivi pubblici.
Ciò ha dato modo a questi grandi gruppi industriali di testare le potenzialità commerciali e la bontà tecnologica delle auto a gas, e sulla base di questa positiva esperienza la quasi totalità delle case automobilistiche ha confermato i propri progetti a gas anche dopo l'interruzione degli incentivi.

Sul fronte delle conversioni a gas, iniziative di agevolazione finanziaria altrettanto efficaci sono state realizzate dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.
Nel 1997 il Ministero dello Sviluppo Economico ha creato un fondo strutturale per sostenere la conversione a gas dei veicoli circolanti con stanziamenti che si sono però rivelati troppo esigui rispetto all'interesse dei cittadini.
L'erogazione a "stop and go" dei fondi statali ha prodotto un analogo riflesso nel mercato. Solo con la Finanziaria 2007 è stato stabilito un fondo triennale tanto capiente da soddisfare le richieste di incentivo senza interruzioni.
Anche in questo caso, il successo dell'iniziativa ha fatto emergere una domanda potenziale che era inespressa per l'ostacolo posto dal "costo di ingresso" all'uso del prodotto, cioè dal prezzo di acquisto e di installazione dell'impianto a gas.
Dal 2009 in poi la campagna di incentivi non ha ricevuto altri finanziamenti; sono stati recuperate solo delle disponibilità residue dovute al mancato perfezionamento di alcune richieste di agevolazione.

Una esperienza ancor più significativa da punto di vista ambientale è l'Iniziativa Carburanti Basso Impatto (ICBI), istituita nel 2000 dal Ministero dell'Ambiente e volta alla promozione del GPL e del metano per auto.
ICBI è una Convezione di quasi 700 Comuni italiani inclusi nelle aree a rischio di inquinamento atmosferico volta principalmente ad agevolare la realizzazione di conversioni a gas di veicoli già circolanti e di impianti di distribuzione di GPL o metano per flotte pubbliche.
I fondi complessivamente erogati in questi anni sono stati pari a circa 30 milioni di euro ed hanno comportato la trasformazione a gas di circa 90 mila veicoli.

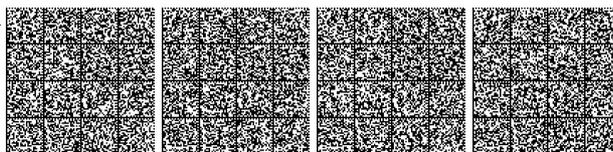
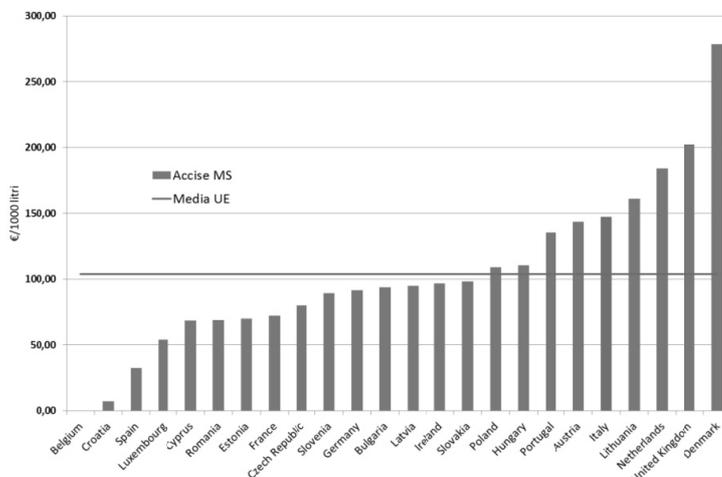
## 4.3 MISURE FISCALI

Per quanto riguarda la tassazione applicata ai veicoli (bollo regionale, IPT..), si evidenzia che attualmente la disciplina statale in materia di tasse automobilistiche:

- riconosce uno sconto permanente del 75% sul bollo annuale dei veicoli mono-fuel a gas[1];
- consente alle Regioni di esentare i veicoli a doppia alimentazione (GPL-benzina o metano-benzina), nuovi o "convertiti" in post-vendita, dal pagamento del c.d. bollo auto per un numero limitato di anni (Decreto Legge 3 ottobre 2006, n. 262, articolo 2, commi 60, 61, 62).

I modelli mono-fuel a gas sono molto pochi perché le case automobilistiche, per problemi legati all'omologazione e al fine di assicurare una maggiore autonomia al veicolo, preferiscono installare un serbatoio benzina di capacità ordinaria.
Pertanto, la prima norma di cui sopra ha avuto un impatto marginale sul mercato.
Solo poche Regioni hanno recepito, invece, la seconda norma nazionale riguardante le vetture bi-fuel (Piemonte, Lombardia, Puglia, Toscana, Province autonome Trento e Bolzano) e la maggior parte di queste come misura temporanea.
Laddove adottata in modo permanente (Piemonte, Puglia, Trento e Bolzano), le vendite delle auto a gas hanno subito un incremento superiore alla media nazionale, perché il beneficio economico, anche se dilazionato su più anni, compensa quasi totalmente i maggiori costi sostenuti per acquistare o convertire un veicolo con alimentazione a gas.

Rimanendo nell'ambito della fiscalità applicata all'auto, si segnalano alcune iniziative autonome da parte di amministrazioni provinciali in relazione all'Imposta Provinciale di Trascrizione (IPT): sono state applicate tariffe più basse rispetto a quelle fissate per i veicoli tradizionali. Infatti, a differenza di quanto è avvenuto nel caso della tassazione automobilistica regionale, la legislazione nazionale non prevede delle misure organiche a favore delle auto più ecologiche.
Infine, con riferimento alla fiscalità del carburante, si evidenzia che l'aliquota d'accisa prevista in Italia per il GPL carburante è alquanto superiore alla media europea (vedi tabella seguente).

[1] Si definisce "veicolo mono-fuel alimentato a gas" un veicolo dotato della doppia alimentazione GPL-benzina o metano-benzina con serbatoio della benzina di capacità inferiore a 15 litri.

Anche il rapporto relativo dell'aliquote stabilite in Italia rispetto a quelle minime UE per tutti i carburanti non premia il GPL auto. Infatti, l'accisa del GPL in Italia è pari al 214% di quella minima europea mentre per la benzina, il diesel ed il metano lo stesso rapporto è pari rispettivamente a 204%, 188% e 4%[2].

| | Benzina | Diesel | GPL | Metano |
|---|---|---|---|---|
| Direttiva UE 2003/96 | 359 | 330 | 125 | 91 |
| Italia | 730,58 | 619,8 | 267,77 | 3,31 |
| Ratio | 204% | 188% | 214% | 4% |

Nonostante ciò, il livello di tassazione applicato in Italia al GPL auto è tale che il suo prezzo finale "alla pompa" sia inferiore a quello dei combustibili liquidi tradizionali, offrendo dunque all'utenza un vantaggio economico non marginale (minori costi operativi) che ha contribuito in modo sostanziale alla crescita del mercato in questi anni.

## 4.4 CRITERI E OBIETTIVI INDICATIVI PER FAVORIRE L'UNIFORMITÀ DELLA PENETRAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE STRADALE

Dall'analisi sopra riportata relativa alla densità superficiale delle varie Regioni italiane, si evince come la maggior parte di esse abbia una densità al di sotto della media nazionale, pari a 1,2 (n. impianti/ 100 Kmq).

Pertanto, al fine di favorire l'uniformità della copertura degli impianti di distribuzione lungo tutto il territorio nazionale si ritiene che possa essere considerato realistico e nel contempo necessario un incremento delle stazioni, nelle Regioni italiane con una densità superficiale (n. impianti/ 100 Kmq)

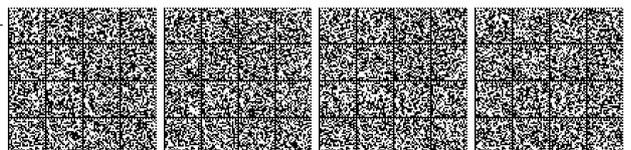
[2] L'aliquota d'accisa del metano per auto è inferiore alla minima europea in forza del potere di deroga che la Direttiva UE 2003/96 concede ad ogni Stato Membro per quanto riguarda la tassazione applicata ai gas per auto.

inferiore a 0,7, che nel 2025 sia pari allo 0,2. Da tale incremento, deriverebbe una situazione complessiva secondo la tabella seguente e con una densità media che diventerebbe pari a 1,28.

**Tabella 5: Ipotesi diffusione impianti per regione**

| REGIONE | Densità Superficiale (n. impianti/100 Kmq) | Densità Superficiale (n. impianti/100 Kmq) Al 2025 |
|---|---|---|
| Valle D'Aosta | 0,2 | 0,4 |
| Sardegna | 0,3 | 0,5 |
| Basilicata | 0,4 | 0,6 |
| Trentino-Alto Adige | 0,4 | 0,6 |
| Sicilia | 0,6 | 0,8 |
| Liguria | 0,6 | 0,8 |
| Molise | 0,7 | 0,9 |
| Calabria | 0,7 | 0,9 |
| Umbria | 1 | 1 |
| Abruzzo | 1,1 | 1,1 |
| Friuli-Venezia Giulia | 1,1 | 1,1 |
| Toscana | 1,2 | 1,2 |
| Puglia | 1,2 | 1,2 |
| Piemonte | 1,3 | 1,3 |
| Lombardia | 1,8 | 1,8 |
| Lazio | 1,9 | 1,9 |
| Campania | 1,9 | 1,9 |
| Emilia Romagna | 1,9 | 1,9 |
| Marche | 2 | 2 |
| Veneto | 2,5 | 2,5 |

## 4.5 REQUISITI MINIMI PER LA REALIZZAZIONE DELLE INFRASTRUTTURE DI DISTRIBUZIONE NEL SETTORE NAUTICO DA DIPORTO

Nel settore nautico, finora quasi inesistente, si ritiene che possa essere considerata auspicabile una previsione di incremento graduale nel tempo, con riferimento al sistema complessivo della navigazione, e comprensivo sia dei porti marittimi che della navigazione interna che consenta la realizzazione, entro il 2025, di n. 1 impianto per ciascuna Regione lambita da acque marittime.

ALLEGATO *IV*

*previsto dall'art. 18*

Elenco delle province i cui capoluoghi hanno superato il limite delle concentrazioni del particolato $PM_{10}$ per almeno 2 anni su 6 negli anni dal 2009 al 2014

Il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 prevede che non deve essere superato con almeno una centralina urbana la soglia limite di polveri sottili per un numero massimo di 35 giorni/anno con concentrazioni superiori a 50 µg/m3.

Il limite delle concentrazioni del particolato $PM_{10}$ per almeno 2 anni su 6 nel periodo 2009-2014 risulta superato nei seguenti capoluoghi di provincia:

6 anni su 6: Alessandria, Asti, Bergamo, Brescia, Cremona, Frosinone, Lodi, Mantova, Milano, Modena, Monza, Napoli, Padova, Palermo, Parma, Pavia, Piacenza, Rimini, Roma, Rovigo, Siracusa, Torino, Treviso, Venezia, Vercelli, Verona, Vicenza.

5 anni su 6: Avellino, Bologna, Como, Ferrara, Novara, Prato, Ravenna, Terni, Reggio Emilia, Firenze.

4 anni su 6: Biella, Forlì, Sondrio, Varese, Benevento.

3 anni su 6: Caserta, Cuneo, Lecco, Pordenone.

2 anni su 6: Cagliari, Lucca, Salerno, Pescara, Trento, Trieste.

---

NOTE

AVVERTENZA:

Il testo delle note qui pubblicato è stato redatto dall'amministrazione competente per materia ai sensi dell'art. 10, commi 2 e 3, del testo unico delle disposizioni sulla promulgazione delle leggi, sull'emanazione dei decreti del Presidente della Repubblica e sulle pubblicazioni ufficiali della Repubblica italiana, approvato con decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 1985, n. 1092, al solo fine di facilitare la lettura delle disposizioni di legge modificate o alle quali è operato il rinvio. Restano invariati il valore e l'efficacia degli atti legislativi qui trascritti.

Per gli atti dell'Unione europea vengono forniti gli estremi di pubblicazione nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione Europea (GUUE).

*Note alle premesse:*

— L'art. 76 della Costituzione stabilisce che l'esercizio della funzione legislativa non può essere delegato al Governo se non con determinazione di principi e criteri direttivi e soltanto per tempo limitato e per oggetti definiti.

— L'art. 87 della Costituzione conferisce, tra l'altro, al Presidente della Repubblica il potere di promulgare le leggi e di emanare i decreti aventi valore di legge ed i regolamenti.

— La direttiva 2011/94/UE della Commissione recante modifica della direttiva 2006/126/CE del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la patente di guida è pubblicata nella G.U.U.E. 29 novembre 2011, n. L 314.

— Il testo dell'allegato B della legge 9 luglio 2015, n. 114 (Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea - legge di delegazione europea 2014), pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 31 luglio 2015, n. 176, così recita:

"Allegato B

(art. 1, comma 1)

1) 2010/53/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 7 luglio 2010, relativa alle norme di qualità e sicurezza degli organi umani destinati ai trapianti (termine di recepimento 27 agosto 2012);

2) 2012/25/UE direttiva di esecuzione della Commissione, del 9 ottobre 2012, che stabilisce le procedure informative per lo scambio tra Stati membri di organi umani destinati ai trapianti (termine di recepimento 10 aprile 2014);

3) 2013/35/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2013, sulle disposizioni minime di sicurezza e di salute relative all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (campi elettromagnetici) (ventesima direttiva particolare ai sensi dell'art. 16, paragrafo 1, della direttiva 89/391/CEE) e che abroga la direttiva 2004/40/CE (termine di recepimento 1º luglio 2016);

4) 2013/40/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 12 agosto 2013, relativa agli attacchi contro i sistemi di informazione e che sostituisce la decisione quadro 2005/222/GAI del Consiglio (termine di recepimento 4 settembre 2015);

5) 2013/48/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2013, relativa al diritto di avvalersi di un difensore nel procedimento penale e nel procedimento di esecuzione del mandato d'arresto europeo, al diritto di informare un terzo al momento della privazione della libertà personale e al diritto delle persone private della libertà personale di comunicare con terzi e con le autorità consolari (termine di recepimento 27 novembre 2016);

6) 2013/50/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2013, recante modifica della direttiva 2004/109/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, sull'armonizzazione degli obblighi di trasparenza riguardanti le informazioni sugli emittenti i cui valori mobiliari sono ammessi alla negoziazione in un mercato regolamentato, della direttiva 2003/71/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa al prospetto da pubblicare per l'offerta pubblica o l'ammissione alla negoziazione di strumenti finanziari, e della direttiva 2007/14/CE della Commissione, che stabilisce le modalità di applicazione di talune disposizioni della direttiva 2004/109/CE (termine di recepimento 26 novembre 2015);

7) 2013/51/Euratom del Consiglio, del 22 ottobre 2013, che stabilisce requisiti per la tutela della salute della popolazione relativamente alle sostanze radioattive presenti nelle acque destinate al consumo umano (termine di recepimento 28 novembre 2015);

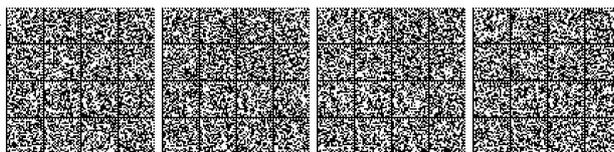
8) 2013/53/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 novembre 2013, relativa alle imbarcazioni da diporto e alle moto d'acqua e che abroga la direttiva 94/25/CE (termine di recepimento 18 gennaio 2016);

9) 2013/54/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 novembre 2013, relativa a talune responsabilità dello Stato di bandiera ai fini della conformità alla convenzione sul lavoro marittimo del 2006 e della sua applicazione (termine di recepimento 31 marzo 2015);

10) 2013/55/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 novembre 2013, recante modifica della direttiva 2005/36/CE relativa al riconoscimento delle qualifiche professionali e del regolamento (UE) n. 1024/2012 relativo alla cooperazione amministrativa attraverso il sistema di informazione del mercato interno («regolamento IMI») (termine di recepimento 18 gennaio 2016);

11) 2013/56/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 20 novembre 2013, che modifica la direttiva 2006/66/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a pile e accumulatori e ai rifiuti di pile e accumulatori per quanto riguarda l'immissione sul mercato di batterie portatili e di accumulatori contenenti cadmio destinati a essere utilizzati negli utensili elettrici senza fili e di pile a bottone con un basso tenore di mercurio, e che abroga la decisione 2009/603/CE della Commissione (termine di recepimento 1º luglio 2015);

12) 2013/59/Euratom del Consiglio, del 5 dicembre 2013, che stabilisce norme fondamentali di sicurezza relative alla protezione contro i pericoli derivanti dall'esposizione alle radiazioni ionizzanti, e che abroga le direttive 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom e 2003/122/Euratom (termine di recepimento 6 febbraio 2018);

13) 2014/17/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 4 febbraio 2014, in merito ai contratti di credito ai consumatori relativi a beni immobili residenziali e recante modifica delle direttive 2008/48/CE e 2013/36/UE e del regolamento (UE) n. 1093/2010 (termine di recepimento 21 marzo 2016);

14) 2014/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, che modifica le direttive 92/58/CEE, 92/85/CEE, 94/33/CE, 98/24/CE del Consiglio e la direttiva 2004/37/CE del Parlamento europeo e del Consiglio allo scopo di allinearle al regolamento (CE) n. 1272/2008 relativo alla classificazione, all'etichettatura e all'imballaggio delle sostanze e delle miscele (termine di recepimento 1ºgiugno 2015);

15) 2014/28/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato e al controllo degli esplosivi per uso civile (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

16) 2014/29/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di recipienti semplici a pressione (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

17) 2014/30/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

18) 2014/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti per pesare a funzionamento non automatico (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

19) 2014/32/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di strumenti di misura (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

20) 2014/34/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative agli apparecchi e sistemi di protezione destinati a essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

21) 2014/35/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato del materiale elettrico destinato a essere adoperato entro taluni limiti di tensione (rifusione) (termine di recepimento 19 aprile 2016);

22) 2014/36/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sulle condizioni di ingresso e di soggiorno dei cittadini di paesi terzi per motivi di impiego in qualità di lavoratori stagionali (termine di recepimento 30 settembre 2016);

23) 2014/41/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 3 aprile 2014, relativa all'ordine europeo di indagine penale (termine di recepimento 22 maggio 2017);

24) 2014/48/UE del Consiglio, del 24 marzo 2014, che modifica la direttiva 2003/48/CE in materia di tassazione dei redditi da risparmio sotto forma di pagamenti di interessi (termine di recepimento 1º gennaio 2016);

25) 2014/49/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa ai sistemi di garanzia dei depositi (rifusione) (termine di recepimento 3 luglio 2015);

26) 2014/50/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa ai requisiti minimi per accrescere la mobilità dei lavoratori tra Stati membri migliorando l'acquisizione e la salvaguardia di diritti pensionistici complementari (termine di recepimento 21 maggio 2018);

27) 2014/51/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica le direttive 2003/71/CE e 2009/138/CE e i regolamenti (CE) n. 1060/2009, (UE) n. 1094/2010 e (UE) n. 1095/2010 per quanto riguarda i poteri dell'Autorità europea di vigilanza (Autorità europea delle assicurazioni e delle pensioni aziendali e professionali) e dell'Autorità europea di vigilanza (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) (termine di recepimento 31 marzo 2015);

28) 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (termine di recepimento 16 maggio 2017);

29) 2014/53/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di apparecchiature radio e che abroga la direttiva 1999/5/CE (termine di recepimento 12 giugno 2016);

30) 2014/54/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa alle misure intese ad agevolare l'esercizio dei diritti conferiti ai lavoratori nel quadro della libera circolazione dei lavoratori (termine di recepimento 21 maggio 2016);

31) 2014/55/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa alla fatturazione elettronica negli appalti pubblici (termine di recepimento 27 novembre 2018);

32) 2014/56/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2006/43/CE relativa alle revisioni legali dei conti annuali e dei conti consolidati (termine di recepimento 17 giugno 2016);

33) 2014/57/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, relativa alle sanzioni penali in caso di abusi di mercato (direttiva abusi di mercato) (termine di recepimento 3 luglio 2016);

34) 2014/58/UE direttiva di esecuzione della Commissione, del 16 aprile 2014, che istituisce, a norma della direttiva 2007/23/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, un sistema per la tracciabilità degli articoli pirotecnici (termine di recepimento 30 aprile 2015);

35) 2014/59/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, che istituisce un quadro di risanamento e risoluzione degli enti creditizi e delle imprese di investimento e che modifica la direttiva 82/891/CEE del Consiglio, e le direttive 2001/24/CE, 2002/47/CE, 2004/25/CE, 2005/56/CE, 2007/36/CE, 2011/35/UE, 2012/30/UE e 2013/36/UE e i regolamenti (UE) n. 1093/2010 e (UE) n. 648/2012, del Parlamento europeo e del Consiglio (termine di recepimento 31 dicembre 2014);

36) 2014/60/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, relativa alla restituzione dei beni culturali usciti illecitamente dal territorio di uno Stato membro e che modifica il regolamento (UE) n. 1024/2012 (Rifusione) (termine di recepimento 18 dicembre 2015);

37) 2014/61/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, recante misure volte a ridurre i costi dell'installazione di reti di comunicazione elettronica ad alta velocità (termine di recepimento 1ºgennaio 2016);

38) 2014/62/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, sulla protezione mediante il diritto penale dell'euro e di altre monete contro la falsificazione e che sostituisce la decisione quadro 2000/383/GAI del Consiglio (termine di recepimento 23 maggio 2016);

39) 2014/63/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, che modifica la direttiva 2001/110/CE del Consiglio concernente il miele (termine di recepimento 24 giugno 2015);

40) 2014/65/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, relativa ai mercati degli strumenti finanziari e che modifica la direttiva 2002/92/CE e la direttiva 2011/61/UE (rifusione) (termine di recepimento 3 luglio 2016);

41) 2014/66/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, sulle condizioni di ingresso e soggiorno di cittadini di paesi terzi nell'ambito di trasferimenti intra-societari (termine di recepimento 29 novembre 2016);

42) 2014/67/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, concernente l'applicazione della direttiva 96/71/CE relativa al distacco dei lavoratori nell'ambito di una prestazione di servizi e recante modifica del regolamento (UE) n. 1024/2012 relativo alla cooperazione amministrativa attraverso il sistema di informazione del mercato interno («regolamento IMI») (termine di recepimento 18 giugno 2016);

43) 2014/68/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 maggio 2014, concernente l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri relative alla messa a disposizione sul mercato di attrezzature a pressione (rifusione) (termine di recepimento 28 febbraio 2015);

44) 2014/86/UE del Consiglio, dell'8 luglio 2014, e (UE) 2015/121 del Consiglio, del 27 gennaio 2015, recanti modifica della direttiva 2011/96/UE, concernente il regime fiscale comune applicabile alle società madri e figlie di Stati membri diversi (termine di recepimento 31 dicembre 2015);

45) 2014/87/Euratom del Consiglio, dell'8 luglio 2014, che modifica la direttiva 2009/71/Euratom che istituisce un quadro comunitario per la sicurezza nucleare degli impianti nucleari (termine di recepimento 15 agosto 2017);

46) 2014/89/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 luglio 2014, che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo (termine di recepimento 18 settembre 2016);

47) 2014/91/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 luglio 2014, recante modifica della direttiva 2009/65/CE concernente il coordinamento delle disposizioni legislative, regolamentari e amministrative in materia di taluni organismi di investimento collettivo in valori mobiliari (OICVM), per quanto riguarda le funzioni di depositario, le politiche retributive e le sanzioni (termine di recepimento 18 marzo 2016);

48) 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (termine di recepimento 18 novembre 2016);

49) 2014/95/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, recante modifica della direttiva 2013/34/UE per quanto riguarda la comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità da parte di talune imprese e di taluni gruppi di grandi dimensioni (termine di recepimento 6 dicembre 2016);

50) 2014/100/UE della Commissione, del 28 ottobre 2014, recante modifica della direttiva 2002/59/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa all'istituzione di un sistema comunitario di monitoraggio del traffico navale e d'informazione (termine di recepimento 18 novembre 2015);

51) 2014/104/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 novembre 2014, relativa a determinate norme che regolano le azioni per il risarcimento del danno ai sensi del diritto nazionale per violazioni delle disposizioni del diritto della concorrenza degli Stati membri e dell'Unione europea (termine di recepimento 27 dicembre 2016);

52) 2014/107/UE del Consiglio, del 9 dicembre 2014, recante modifica della direttiva 2011/16/UE per quanto riguarda lo scambio automatico obbligatorio di informazioni nel settore fiscale (termine di recepimento 31 dicembre 2015);

53) 2014/112/UE del Consiglio, del 19 dicembre 2014, che attua l'accordo europeo concernente taluni aspetti dell'organizzazione dell'orario di lavoro nel trasporto per vie navigabili interne, concluso tra la European Barge Union (EBU), l'Organizzazione europea dei capitani (ESO) e la Federazione europea dei lavoratori dei trasporti (ETF) (termine di recepimento 31 dicembre 2016);

54) (UE) 2015/13 direttiva delegata della Commissione, del 31 ottobre 2014, che modifica l'allegato III della direttiva 2014/32/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per quanto riguarda il campo di portata dei contatori dell'acqua (termine di recepimento 19 aprile 2016);

55) (UE) 2015/412 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 marzo 2015, che modifica la direttiva 2001/18/CE per quanto concerne la possibilità per gli Stati membri di limitare o vietare la coltivazione di organismi geneticamente modificati (OGM) sul loro territorio (senza termine di recepimento);

56) (UE) 2015/413 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 marzo 2015, intesa ad agevolare lo scambio transfrontaliero di informazioni sulle infrazioni in materia di sicurezza stradale (termine di recepimento 6 maggio 2015).".

— La legge 7 agosto 1990, n. 241 (Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 18 agosto 1990, n. 192.

— La legge 23 dicembre 1992, n. 498 (Interventi urgenti in materia di finanza pubblica) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 29 dicembre 1992, n. 304.

— La legge 28 gennaio 1994, n. 84 (Riordino della legislazione in materia portuale) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 4 febbraio 1999, n. 28, S.O.

— La legge 5 giugno 2003, n. 131 (Disposizioni per l'adeguamento dell'ordinamento della Repubblica alla legge Cost. 18 ottobre 2001, n. 3) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 10 giugno 2003, n. 132.

— La legge 23 agosto 2004, n. 239 (Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 13 settembre 2004, n. 215.

— La legge 7 agosto 2015, n. 124 (Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 13 agosto 2015, n. 187.

— Il decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159 (Interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 2 ottobre 2007, n. 229.

— La legge 29 novembre 2007, n. 222 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 30 novembre 2007, n. 279, S.O.

— Il testo degli articoli 17-*quinquies* e 17-*septies* del decreto – legge 22 giugno 2012, n. 83 (Misure urgenti per la crescita del Paese) pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 26 giugno 2012, n. 147, S.O., così recita:

"Art. 17-*quinquies*. Semplificazione dell'attività edilizia e diritto ai punti di ricarica

1. Al comma 2 dell'art. 4 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, sono premessi i seguenti:

«1-*ter*. Entro il 1º giugno 2014, i comuni adeguano il regolamento di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza dalla medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia, l'installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto, siano essi pertinenziali o no, in conformità alle disposizioni edilizie di dettaglio fissate nel regolamento stesso.

1-*quater*. Decorso inutilmente il termine di cui al comma 1-*ter* del presente articolo, le regioni applicano, in relazione ai titoli abilitativi edilizi difformi da quanto ivi previsto, i poteri inibitori e di annullamento stabiliti nelle rispettive leggi regionali o, in difetto di queste ultime, provvedono ai sensi dell'art. 39.

1-*quinquies*. Le disposizioni di cui ai commi 1-*ter* e 1-*quater* non si applicano agli immobili di proprietà delle amministrazioni pubbliche».

2. Fatto salvo il regime di cui all'art. 1102 del codice civile, le opere edilizie per l'installazione delle infrastrutture di ricarica elettrica dei veicoli in edifici in condominio sono approvate dall'assemblea di condominio, in prima o in seconda convocazione, con le maggioranze previste dall'art. 1136, secondo comma, del codice civile.

3. Nel caso in cui il condominio rifiuti di assumere, o non assuma entro tre mesi dalla richiesta fatta per iscritto, le deliberazioni di cui al comma 2, il condomino interessato può installare, a proprie spese, i dispositivi di cui al citato comma 2, secondo le modalità ivi previste. Resta fermo quanto disposto dagli articoli 1120, secondo comma, e 1121, terzo comma, del codice civile."

"Art. 17-*septies*. Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica

1. Al fine di garantire in tutto il territorio nazionale i livelli minimi uniformi di accessibilità del servizio di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE), d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, è approvato il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, di seguito denominato "Piano nazionale".

2. Il Piano nazionale è aggiornato entro il 30 giugno di ogni anno, nel rispetto della procedura di cui al comma 1.

3. Il Piano nazionale ha ad oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica nonché interventi di recupero del patrimonio edilizio finalizzati allo sviluppo delle medesime reti.

4. Il Piano nazionale definisce le linee guida per garantire lo sviluppo unitario del servizio di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica nel territorio nazionale, sulla base di criteri oggettivi che tengono conto dell'effettivo fabbisogno presente nelle diverse realtà territoriali, valutato sulla base dei concorrenti profili della congestione di traffico veicolare privato, della criticità dell'inquinamento atmosferico e dello sviluppo della rete stradale urbana ed extraurbana e di quella autostradale. In particolare, il Piano nazionale prevede:

*a)* l'istituzione di un servizio di ricarica dei veicoli, a partire dalle aree urbane, applicabile nell'ambito del trasporto privato e pubblico e conforme agli omologhi servizi dei Paesi dell'Unione europea, al fine di garantirne l'interoperabilità in ambito internazionale;

*b)* l'introduzione di procedure di gestione del servizio di ricarica di cui alla lettera *a)* basate sulle peculiarità e sulle potenzialità delle infrastrutture relative ai contatori elettronici, con particolare attenzione:

1) all'assegnazione dei costi di ricarica al cliente che la effettua, identificandolo univocamente;

2) alla predisposizione di un sistema di tariffe differenziate;

3) alla regolamentazione dei tempi e dei modi di ricarica, coniugando le esigenze dei clienti con l'ottimizzazione delle disponibilità della rete elettrica, assicurando la realizzazione di una soluzione compatibile con le regole del libero mercato che caratterizzano il settore elettrico;

*c)* l'introduzione di agevolazioni, anche amministrative, in favore dei titolari e dei gestori degli impianti di distribuzione del carburante per l'ammodernamento degli impianti attraverso la realizzazione di infrastrutture di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica;

*d)* la realizzazione di programmi integrati di promozione dell'adeguamento tecnologico degli edifici esistenti;

*e)* la promozione della ricerca tecnologica volta alla realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

5. Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti promuove la stipulazione di appositi accordi di programma, approvati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del CIPE, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, al fine di concentrare gli interventi previsti dal comma 4 nei singoli contesti territoriali in funzione delle effettive esigenze, promuovendo e valorizzando la partecipazione di soggetti pubblici e privati, ivi comprese le società di distribuzione dell'energia elettrica. Decorsi novanta giorni senza che sia stata raggiunta la predetta intesa, gli accordi di programma possono essere comunque approvati.

6. Per la migliore realizzazione dei programmi integrati di cui al comma 4, lettera *d)*, i comuni e le province possono associarsi ai sensi del testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali, di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267. I programmi integrati sono dichiarati di interesse strategico nazionale e alla loro attuazione si provvede secondo la normativa vigente.

7. I comuni possono accordare l'esonero e le agevolazioni in materia di tassa per l'occupazione di spazi ed aree pubbliche stabiliti dall'art. 1, comma 4, della legge 27 dicembre 1997, n. 449, in favore dei proprietari di immobili che eseguono interventi diretti all'installazione e all'attivazione di infrastrutture di ricarica elettrica veicolare dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

8. Ai fini del finanziamento del Piano nazionale, è istituito nello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti un apposito fondo, con una dotazione pari a 20 milioni di euro per l'anno 2013 e a 15 milioni di euro per ciascuno degli anni 2014 e 2015.

9. A valere sulle risorse di cui al comma 8, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti partecipa al cofinanziamento, fino a un massimo del 50 per cento delle spese sostenute per l'acquisto e per l'installazione degli impianti, dei progetti presentati dalle regioni e dagli enti locali relativi allo sviluppo delle reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli nell'ambito degli accordi di programma di cui al comma 5.

10. Ai fini del tempestivo avvio degli interventi prioritari e immediatamente realizzabili, previsti in attuazione del Piano nazionale, parte del fondo di cui al comma 8, per un ammontare pari a 5 milioni di euro per l'anno 2013, è destinata alla risoluzione delle più rilevanti esigenze nelle aree urbane ad alta congestione di traffico. Alla ripartizione di tale importo tra le regioni interessate si provvede con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo accordo in sede di Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano.".

— La legge 7 agosto 2012, n. 134 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 11 agosto 2012, n. 187, S.O.

— Il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145 (Interventi urgenti di avvio del piano "Destinazione Italia", per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 23 dicembre 2013, n. 300.

— La legge 21 febbraio 2014, n. 9 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del piano «Destinazione Italia», per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC-auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 21 febbraio 2014, n. 43.

— Il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91 (Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 24 giugno 2014, n. 144.

— La legge 11 agosto 2014, n. 116 (Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea) è pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 20 agosto 2014, n. 192, S.O.

— L'art. 158 del decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285 (Nuovo codice della strada) pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 18 maggio 1992, n. 114, S.O., così recita:

"Art. 158. Divieto di fermata e di sosta dei veicoli

1. La fermata e la sosta sono vietate:

*a)* in corrispondenza o in prossimità dei passaggi a livello e sui binari di linee ferroviarie o tramviarie o così vicino ad essi da intralciarne la marcia;

*b)* nelle gallerie, nei sottovia, sotto i sovrapassaggi, sotto i fornici e i portici, salvo diversa segnalazione;

*c)* sui dossi e nelle curve e, fuori dei centri abitati e sulle strade urbane di scorrimento, anche in loro prossimità;

*d)* in prossimità e in corrispondenza di segnali stradali verticali e semaforici in modo da occultarne la vista, nonché in corrispondenza dei segnali orizzontali di preselezione e lungo le corsie di canalizzazione;

*e)* fuori dei centri abitati, sulla corrispondenza e in prossimità delle aree di intersezione;

*f)* nei centri abitati, sulla corrispondenza delle aree di intersezione e in prossimità delle stesse a meno di 5 m dal prolungamento del bordo più vicino della carreggiata trasversale, salvo diversa segnalazione;

*g)* sui passaggi e attraversamenti pedonali e sui passaggi per ciclisti, nonché sulle piste ciclabili e agli sbocchi delle medesime;

*h)* sui marciapiedi, salvo diversa segnalazione.

2. La sosta di un veicolo è inoltre vietata:

*a)* allo sbocco dei passi carrabili;

*b)* dovunque venga impedito di accedere ad un altro veicolo regolarmente in sosta, oppure lo spostamento di veicoli in sosta;

*c)* in seconda fila, salvo che si tratti di veicoli a due ruote, due ciclomotori a due ruote o due motocicli;

*d)* negli spazi riservati allo stazionamento e alla fermata degli autobus, dei filobus e dei veicoli circolanti su rotaia e, ove questi non siano delimitati, a una distanza dal segnale di fermata inferiore a 15 m, nonché negli spazi riservati allo stazionamento dei veicoli in servizio di piazza;

*e)* sulle aree destinate al mercato e ai veicoli per il carico e lo scarico di cose, nelle ore stabilite;

*f)* sulle banchine, salvo diversa segnalazione;

*g)* negli spazi riservati alla fermata o alla sosta dei veicoli per persone invalide di cui all'art. 188 e in corrispondenza degli scivoli o dei raccordi tra i marciapiedi, rampe o corridoi di transito e la carreggiata utilizzati dagli stessi veicoli;

*h)* nelle corsie o carreggiate riservate ai mezzi pubblici;

*i)* nelle aree pedonali urbane;

*l)* nelle zone a traffico limitato per i veicoli non autorizzati;

*m)* negli spazi asserviti ad impianti o attrezzature destinate a servizi di emergenza o di igiene pubblica indicati dalla apposita segnaletica;

*n)* davanti ai cassonetti dei rifiuti urbani o contenitori analoghi;

*o)* limitatamente alle ore di esercizio, in corrispondenza dei distributori di carburante ubicati sulla sede stradale ed in loro prossimità sino a 5 m prima e dopo le installazioni destinate all'erogazione.

3. Nei centri abitati è vietata la sosta dei rimorchi quando siano staccati dal veicolo trainante, salvo diversa segnalazione.

4. Durante la sosta e la fermata il conducente deve adottare le opportune cautele atte a evitare incidenti ed impedire l'uso del veicolo senza il suo consenso.

5. Chiunque viola le disposizioni del comma 1 e delle lettere *d)*, *g)* e *h)* del comma 2 è soggetto alla sanzione amministrativa del pagamento di una somma da euro 40 ad euro 164 per i ciclomotori e i motoveicoli a due ruote e da euro 85 ad euro 338 per i restanti veicoli.

6. Chiunque viola le altre disposizioni del presente articolo è soggetto alla sanzione amministrativa del pagamento di una somma da euro 24 ad euro 98 per i ciclomotori e i motoveicoli a due ruote e da euro 41 ad euro 169 per i restanti veicoli.

7. Le sanzioni di cui al presente articolo si applicano per ciascun giorno di calendario per il quale si protrae la violazione.".

— Il decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504 (Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 29 novembre 1995, n. 279, S.O.

— Il decreto legislativo 11 febbraio 1998, n. 32 (Razionalizzazione del sistema di distribuzione dei carburanti, a norma dell'art. 4, comma 4, lettera *c)*, della legge 15 marzo 1997, n. 59) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 5 marzo 1998, n. 53.

— Il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'art. 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 20 giugno 2000, n. 142.

— Il decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139 (Riassetto delle disposizioni relative alle funzioni ed ai compiti del Corpo nazionale dei vigili del fuoco, a norma dell'art. 11 della legge 29 luglio 2003, n. 229) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 5 aprile 2006, n. 80, S.O.

— Il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 (Norme in materia ambientale) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 14 aprile 2006, n. 88, S.O. n. 96.

— Il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 (Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 15 settembre 2010, n. 216, S.O.

— Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 (Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 28 marzo 2011, n. 71, S.O.

— Il decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55 (Attuazione della direttiva 2009/30/CE, che modifica la direttiva 98/70/CE, per quanto riguarda le specifiche relative a benzina, combustibile diesel e gasolio, nonché l'introduzione di un meccanismo inteso a controllare e ridurre le emissioni di gas a effetto serra, modifica la direttiva 1999/32/CE per quanto concerne le specifiche relative al combustibile utilizzato dalle navi adibite alla navigazione interna e abroga la direttiva 93/12/CEE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 28 aprile 2011, n. 97.

— Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 (Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 28 giugno 2011, n. 148, S.O.

— Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 (Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 18 luglio 2014, n. 165.

— Il decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105 (Attuazione della direttiva 2012/18/UE relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 14 luglio 2015, n. 161, S.O.

— Il decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità-Testo *A)* è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 16 agosto 2001, n. 189, S.O

— Il decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380 (Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia (Testo *A)*) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 20 ottobre 2001, n. 245, S.O..

— Il decreto del Presidente della Repubblica 1° agosto 2011, n. 151 (Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione degli incendi, a norma dell'art. 49, comma 4-*quater*, del decreto-legge 31 maggio 2010, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n. 122) è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 22 settembre 2011, n. 221.

*Note all'art. 2:*

— Il testo dell'art. 2 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 2. Definizioni

1. Ai fini del presente decreto legislativo si applicano le definizioni della direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

*a)* «energia da fonti rinnovabili»: energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas;

*b)* «energia aerotermica»: energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore;

*c)* «energia geotermica»: energia immagazzinata sotto forma di calore nella crosta terrestre;

*d)* «energia idrotermica»: energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore;

*e)* «biomassa»: la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde pubblico e privato, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani;

*f)* «consumo finale lordo di energia»: i prodotti energetici forniti a scopi energetici all'industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all'agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione;

*g)* «teleriscaldamento» o «teleraffrescamento»: la distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la fornitura di acqua calda sanitaria;

*h)* «bioliquidi»: combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi l'elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti dalla biomassa;

*i)* «biocarburanti»: carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa;

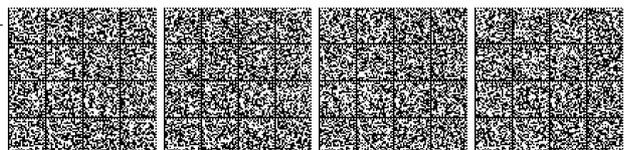
*l)* «garanzia di origine»: documento elettronico che serve esclusivamente a provare ad un cliente finale che una determinata quota o un determinato quantitativo di energia sono stati prodotti da fonti rinnovabili come previsto all'art. 3, paragrafo 6, della direttiva 2003/54/CE e dai provvedimenti attuativi di cui all'art. 1, comma 5, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125;

*m)* «edificio sottoposto a ristrutturazione rilevante»: edificio che ricade in una delle seguenti categorie:

*i)* edificio esistente avente superficie utile superiore a 1000 metri quadrati, soggetto a ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro;

*ii)* edificio esistente soggetto a demolizione e ricostruzione anche in manutenzione straordinaria;

*n)* «edificio di nuova costruzione»: edificio per il quale la richiesta del pertinente titolo edilizio, comunque denominato, sia stata presentata successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto;

*o)* «biometano»: gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo alla immissione nella rete del gas naturale;

*p)* «regime di sostegno»: strumento, regime o meccanismo applicato da uno Stato membro o gruppo di Stati membri, inteso a promuovere l'uso delle energie da fonti rinnovabili riducendone i costi, aumentando i prezzi a cui possono essere vendute o aumentando, per mezzo di obblighi in materia di energie rinnovabili o altri mezzi, il volume acquistato di dette energie. Comprende, non in via esclusiva, le sovvenzioni agli investimenti, le esenzioni o gli sgravi fiscali, le restituzioni d'imposta, i regimi di sostegno all'obbligo in materia di energie rinnovabili, compresi quelli che usano certificati verdi, e i regimi di sostegno diretto dei prezzi, ivi comprese le tariffe di riacquisto e le sovvenzioni;

*q)* «centrali ibride»: centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di co-combustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili.".

*Note all'art. 3:*

— Per il testo dell'art. 17-*septies* del decreto – legge 22 giugno 2012, n. 83 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti normativi della legge 7 agosto 2012, n. 134 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281 (Definizione ed ampliamento delle attribuzioni della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano ed unificazione, per le materie ed i compiti di interesse comune delle regioni, delle province e dei comuni, con la Conferenza Stato-città ed autonomie locali) pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 30 agosto 1997, n. 202, così recita:

"Art. 8. Conferenza Stato-città ed autonomie locali e Conferenza unificata.

1. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è unificata per le materie ed i compiti di interesse comune delle regioni, delle province, dei comuni e delle comunità montane, con la Conferenza Stato-regioni.

2. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è presieduta dal Presidente del Consiglio dei ministri o, per sua delega, dal Ministro dell'interno o dal Ministro per gli affari regionali nella materia di rispettiva competenza; ne fanno parte altresì il Ministro del tesoro e del bilancio e della programmazione economica, il Ministro delle finanze, il Ministro dei lavori pubblici, il Ministro della sanità, il presidente dell'Associazione nazionale dei comuni d'Italia - ANCI, il presidente dell'Unione province d'Italia - UPI ed il presidente dell'Unione nazionale comuni, comunità ed enti montani - UNCEM. Ne fanno parte inoltre quattordici sindaci designati dall'ANCI e sei presidenti di provincia designati dall'UPI. Dei quattordici sindaci designati dall'ANCI cinque rappresentano le città individuate dall'art. 17 della legge 8 giugno 1990, n. 142. Alle riunioni possono essere invitati altri membri del Governo, nonché rappresentanti di amministrazioni statali, locali o di enti pubblici.

3. La Conferenza Stato-città ed autonomie locali è convocata almeno ogni tre mesi, e comunque in tutti i casi il presidente ne ravvisi la necessità o qualora ne faccia richiesta il presidente dell'ANCI, dell'UPI o dell'UNCEM.

4. La Conferenza unificata di cui al comma 1 è convocata dal Presidente del Consiglio dei ministri. Le sedute sono presiedute dal Presidente del Consiglio dei ministri o, su sua delega, dal Ministro per gli affari regionali o, se tale incarico non è conferito, dal Ministro dell'interno.".

— Il capo IV bis del decreto – legge 22 giugno 2012, n. 83, citato nelle note alle premesse, è così rubricato:

"Capo IV-*bis*. Disposizioni per favorire lo sviluppo della mobilità mediante veicoli a basse emissioni complessive".

— Il testo dell'art. 17–bis del decreto – legge 22 giugno 2012, n. 83, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 17-*bis*. Finalità e definizioni

1. Il presente capo è finalizzato allo sviluppo della mobilità sostenibile, attraverso misure volte a favorire la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica e la sperimentazione e la diffusione di flotte pubbliche e private di veicoli a basse emissioni complessive, con particolare riguardo al contesto urbano, nonché l'acquisto di veicoli a trazione elettrica o ibrida.

2. Ai fini del presente capo si intende:

*a)* per reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, i prodotti, le reti e gli impianti che consentono ai veicoli alimentati ad energia elettrica di riapprovvigionarsi di energia mediante qualsiasi tecnologia, comprese la sostituzione delle batterie o tecnologie equivalenti;

*b)* per veicoli a basse emissioni complessive, i veicoli a trazione elettrica, ibrida, a GPL, a metano, a biometano, a biocombustibili e a idrogeno, che producono emissioni di anidride carbonica ($CO_2$) allo scarico non superiori a 120 g/km e ridotte emissioni di ulteriori sostanze inquinanti;

*c)* per veicoli, di cui all'art. 47, comma 1, lettere *e)*, *f)*, *g)* ed *n)* del codice della strada di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, e successive modificazioni, appartenenti alle categorie M1, N1, L comprensivo delle categorie L1e, L2e, L3e, L4e, L5e, L6e, L7e di cui al comma 2 del medesimo art. 47, nonché quelli di cui all'art. 54, comma 1, lettere *a)*, *c)*, *d)*, *f)* e *g)* del medesimo codice di cui al decreto legislativo n. 285 del 1992;

*d)* per veicoli a trazione elettrica, i veicoli dotati di motorizzazione finalizzata alla sola trazione di tipo elettrico, con energia per la trazione esclusivamente di tipo elettrico e completamente immagazzinata a bordo;

*e)* per veicoli a trazione ibrida:

1) i veicoli dotati di almeno una motorizzazione elettrica finalizzata alla trazione con la presenza a bordo di un motogeneratore termico volto alla sola generazione di energia elettrica, che integra una fonte di energia elettrica disponibile a bordo (funzionamento ibrido);

2) i veicoli dotati di almeno una motorizzazione elettrica finalizzata alla trazione con la presenza a bordo di una motorizzazione di tipo termico volta direttamente alla trazione, con possibilità di garantire il normale esercizio del veicolo anche mediante il funzionamento autonomo di una sola delle motorizzazioni esistenti (funzionamento ibrido bimodale);

3) i veicoli dotati di almeno una motorizzazione elettrica finalizzata alla trazione con la presenza a bordo di una motorizzazione di tipo termico volta sia alla trazione sia alla produzione di energia elettrica, con possibilità di garantire il normale esercizio del veicolo sia mediante il funzionamento contemporaneo delle due motorizzazioni presenti sia mediante il funzionamento autonomo di una sola di queste (funzionamento ibrido multimodale).

3. Al fine di perseguire i livelli prestazionali in materia di emissioni delle autovetture fissati dal regolamento (CE) n. 443/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, e di contribuire alla strategia europea per i veicoli puliti ed efficienti sul piano energetico, di cui alla comunicazione COM(2010)186 della Commissione, del 28 aprile 2010, la realizzazione delle reti infrastrutturali di cui al comma 1 nel territorio nazionale costituisce obiettivo prioritario e urgente dei seguenti interventi:

*a)* interventi statali e regionali a tutela della salute e dell'ambiente;

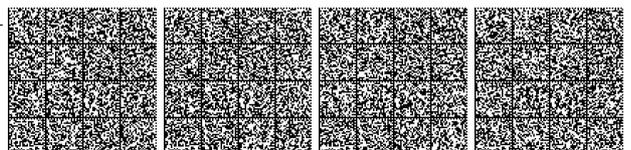
*b)* interventi per la riduzione delle emissioni nocive nell'atmosfera, per la diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico e per il contrasto del riscaldamento globale prodotto dall'uso di combustibili fossili;

*c)* interventi per l'ammodernamento del sistema stradale urbano ed extraurbano;

*d)* interventi per la promozione della ricerca e dello sviluppo nel settore delle tecnologie avanzate;

*e)* interventi per l'incentivazione dell'economia reale e per l'adeguamento tecnologico e prestazionale degli edifici pubblici e privati.

4. Lo Stato, le regioni e gli enti locali perseguono l'obiettivo di cui al comma 3, secondo le rispettive competenze costituzionali, anche mediante interventi di incentivazione, di semplificazione delle procedure, di tariffazione agevolata e di definizione delle specifiche tecniche dei prodotti e dell'attività edilizia.

5. All'attuazione delle disposizioni di cui al presente articolo si provvede nell'ambito delle risorse disponibili a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.".

— Il testo dell'art. 1 del decreto - legge 23 dicembre 2013, n. 145, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 1. Disposizioni per la riduzione dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, per gli indirizzi strategici dell'energia geotermica, in materia di certificazione energetica degli edifici e di condominio, e per lo sviluppo di tecnologie di maggior tutela ambientale

1. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas aggiorna entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto i criteri per la determinazione dei prezzi di riferimento per le forniture destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato.

2. A decorrere dal 1° gennaio 2014, i prezzi minimi garantiti, definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai fini dell'applicazione dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dell'art. 1, comma 41, della legge 23 agosto 2004, n. 239, sono pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta, ad eccezione dell'energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW.

3. Al fine di contenere l'onere annuo sui prezzi e sulle tariffe elettriche degli incentivi alle energie rinnovabili e massimizzare l'apporto produttivo nel medio-lungo termine dagli esistenti impianti, i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe omnicomprensive ovvero tariffe premio possono, per i medesimi impianti, in misura alternativa:

*a)* continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo. In tal caso, per un periodo di dieci anni decorrenti dal termine del periodo di diritto al regime incentivante, interventi di qualunque tipo realizzati sullo stesso sito non hanno diritto di accesso ad ulteriori strumenti incentivanti, incluso ritiro dedicato e scambio sul posto, a carico dei prezzi o delle tariffe dell'energia elettrica;

*b)* optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante, volta a valorizzare l'intera vita utile dell'impianto. In tal caso, a decorrere dal primo giorno del mese successivo al termine di cui al comma 5, il produttore accede a un incentivo ridotto di una percentuale specifica per ciascuna tipologia di impianto, definita con decreto del Ministro dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro 60 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto, da applicarsi per un periodo rinnovato di incentivazione pari al periodo residuo dell'incentivazione spettante alla medesima data incrementato di 7 anni. La specifica percentuale di riduzione è applicata:

1) per gli impianti a certificati verdi, al coefficiente moltiplicativo di cui alla tabella 2 allegata alla legge 24 dicembre 2007, n. 244;

2) per gli impianti a tariffa onnicomprensiva, al valore della tariffa spettante al netto del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'art. 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente;

3) per gli impianti a tariffa premio, alla medesima tariffa premio.

4. La riduzione di cui al comma 3, lettera *b)*, viene differenziata in ragione del residuo periodo di incentivazione, del tipo di fonte rinnovabile e dell'istituto incentivante, ed è determinata tenendo conto dei costi indotti dall'operazione di rimodulazione degli incentivi, incluso un premio adeguatamente maggiorato per gli impianti per i quali non sono previsti, per il periodo successivo a quello di diritto al regime incentivante, incentivi diversi dallo scambio sul posto e dal ritiro dedicato per interventi realizzati sullo stesso sito. Il decreto di cui al comma 3, lettera *b)*, deve prevedere il periodo residuo di incentivazione, entro il quale non si applica la penalizzazione di cui al comma 3, lettera *a)*. Allo scopo di salvaguardare gli investimenti in corso, tale periodo residuo non può comunque scadere prima del 31 dicembre 2014 e può essere differenziato per ciascuna fonte, per tenere conto della diversa complessità degli interventi medesimi.

5. L'opzione di cui al comma 3, lettera *b)*, deve essere esercitata entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto di cui al medesimo comma 3, lettera *b)*, mediante richiesta al Gestore dei servizi energetici (Gse) resa con modalità definite dallo stesso Gse entro 15 giorni dalla medesima data.

6. Le disposizioni di cui ai commi 3, 4 e 5 non si applicano:

*a)* agli impianti incentivati ai sensi del provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi n. 6 del 29 aprile 1992;

*b)* ai nuovi impianti incentivati ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 luglio 2012, pubblicato nel supplemento ordinario n. 143 alla *Gazzetta Ufficiale* n. 159 del 10 luglio 2012, fatta eccezione per gli impianti ricadenti nel regime transitorio di cui all'art. 30 dello stesso decreto.

6-*bis*. Al fine di promuovere la competitività delle imprese industriali, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema applicati al consumo di gas e i criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali sono rideterminati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto. La suddetta rideterminazione deve avvenire in modo da tenere conto della definizione di imprese a forte consumo di energia, nel rispetto dei decreti e dei vincoli di cui all'art. 39, commi 1 e 2, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, secondo gli indirizzi emanati dal Ministro dello sviluppo economico.

6-*ter*. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, al fine di rendere più facilmente confrontabili le offerte contrattuali rivolte ai clienti finali per l'acquisto di gas o energia elettrica, identifica le componenti di base di costo da esplicitare obbligatoriamente nelle stesse offerte e determina le sanzioni a carico dei soggetti venditori in caso di inottemperanza.

6-*quater*. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas promuove, attraverso la regolazione, l'installazione dei contatori elettronici e provvede affinché i dati di lettura dei contatori stessi siano resi disponibili ai clienti in forma aggregata e puntuale, secondo modalità tali da consentire la facile lettura da parte del cliente dei propri dati di consumo e garantendo nel massimo grado e tempestivamente la corrispondenza tra i consumi fatturati e quelli effettivi con lettura effettiva dei valori di consumo ogni volta che siano installati sistemi di telelettura e determinando un intervallo di tempo massimo per il conguaglio nei casi di lettura stimata.

6-*quinquies*. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede all'attuazione dei commi 6-*ter* e 6-*quater* nell'ambito delle risorse umane, finanziarie e strumentali previste a legislazione vigente e, comunque, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica.

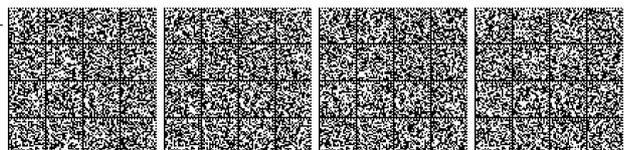
6-*sexies*. Entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, il Ministero dello sviluppo economico avvia una ricognizione dei regolamenti al fine di prevedere i requisiti di terzietà, di imparzialità, di integrità e di indipendenza rispetto al produttore, distributore, venditore e gestore di rete, per l'esecuzione dei controlli metrologici sui dispositivi di cui all'art. 1 del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22.

6-*septies*. Con i regolamenti di cui ai decreti del Ministro dello sviluppo economico adottati ai sensi dell'art. 19, comma 2, del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, ovvero con successivi decreti adottati secondo la medesima procedura, sono disciplinati, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, anche i controlli successivi, relativamente agli strumenti di misura già messi in servizio ai sensi delle disposizioni transitorie di cui all'art. 22 del medesimo decreto legislativo.

6-*octies*. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono individuate le disposizioni per un processo di progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, gli obiettivi temporali e le modalità di sostegno degli investimenti, anche attraverso la componente tariffaria UC4.

7. All'art. 6 del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, i commi 3 e 3-*bis* sono sostituiti dal seguente:

"3. Nei contratti di compravendita immobiliare, negli atti di trasferimento di immobili a titolo oneroso e nei nuovi contratti di locazione di edifici o di singole unità immobiliari soggetti a registrazione è inserita apposita clausola con la quale l'acquirente o il conduttore dichiarano di aver ricevuto le informazioni e la documentazione, comprensiva dell'attestato, in ordine alla attestazione della prestazione energetica degli edifici; copia dell'attestato di prestazione energetica deve essere altresì allegata al contratto, tranne che nei casi di locazione di singole unità immobiliari. In caso di omessa dichiarazione o allegazione, se dovuta, le parti sono soggette al pagamento, in solido e in parti uguali, della sanzione amministrativa pecuniaria da euro 3.000 a euro 18.000; la sanzione è da euro 1.000 a euro 4.000 per i contratti di locazione di singole unità immobiliari e, se la durata della locazione non eccede i tre anni, essa è ridotta alla metà. Il pagamento della sanzione amministrati-

va non esenta comunque dall'obbligo di presentare la dichiarazione o la copia dell'attestato di prestazione energetica entro quarantacinque giorni. L'accertamento e la contestazione della violazione sono svolti dalla Guardia di Finanza o, all'atto della registrazione di uno dei contratti previsti dal presente comma, dall'Agenzia delle Entrate, ai fini dell'ulteriore corso del procedimento sanzionatorio ai sensi dell'art. 17 della legge 24 novembre 1981, n. 689.".

7-*bis*. Al numero 52 dell'allegato A del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni, le parole: "la persona giuridica" sono sostituite dalle seguenti: "l'impresa".

7-*ter*. All'art. 1, comma 139, della legge 27 dicembre 2013, n. 147, la lettera *a)* è abrogata.

8. Su richiesta di almeno una delle parti o di un suo avente causa, la stessa sanzione amministrativa di cui al comma 3 dell'art. 6 del decreto legislativo n. 192 del 2005 si applica altresì ai richiedenti, in luogo di quella della nullità del contratto anteriormente prevista, per le violazioni del previgente comma 3-*bis* dello stesso art. 6 commesse anteriormente all'entrata in vigore del presente decreto, purché la nullità del contratto non sia già stata dichiarata con sentenza passata in giudicato.

8-*bis*. Ai fini del rilascio dell'attestato di prestazione energetica degli edifici, di cui all'art. 6 del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni, si tiene conto del raffrescamento derivante dalle schermature solari mobili, a condizione che la prestazione energetica delle predette schermature sia di classe 2, come definita nella norma europea EN 14501:2006, o superiore.

8-*ter*. Al regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 16 aprile 2013, n. 75, sono apportate le seguenti modificazioni:

*a)* all'art. 2, comma 3, lettera *a)*, le parole da: "LM-4" a: "LM-73" sono sostituite dalle seguenti: "LM-4, da LM-20 a LM-35, LM-48, LM-53, LM-69, LM-71, LM-73" e le parole da: "4/S" a: "77/S" sono sostituite dalle seguenti: "4/S, da 25/S a 38/S, 54/S, 61/S, 74/S, 77/S, 81/S";

*b)* all'art. 2, comma 3, lettera *c)*, dopo la parola: "termotecnica," sono inserite le seguenti: "aeronautica, energia nucleare, metallurgia, navalmeccanica, metalmeccanica,";

*c)* all'art. 2, comma 4, lettera *b)*, le parole da: "LM-17" a: "LM-79" sono sostituite dalle seguenti: "LM-17, LM-40, LM-44, LM-54, LM-60, LM-74, LM-75, LM-79" e le parole da: "20/S" a: "86/S" sono sostituite dalle seguenti: "20/S, 45/S, 50/S, 62/S, 68/S, 82/S, 85/S, 86/S";

*d)* all'art. 3, dopo il comma 1 è aggiunto il seguente:

1-*bis*. Qualora il tecnico abilitato sia dipendente e operi per conto di enti pubblici ovvero di organismi di diritto pubblico operanti nel settore dell'energia e dell'edilizia, il requisito di indipendenza di cui al comma 1 si intende superato dalle finalità istituzionali di perseguimento di obiettivi di interesse pubblico proprie di tali enti e organismi";

*e)* all'art. 4, comma 2, dopo la lettera *a)* è inserita la seguente:

a-*bis*) riconoscere, quali soggetti certificatori, i soggetti che dimostrino di essere in possesso di un attestato di frequenza, con superamento dell'esame finale, di specifico corso di formazione per la certificazione energetica degli edifici, attivato precedentemente alla data di entrata in vigore del presente decreto e comunque conforme ai contenuti minimi definiti nell'allegato 1";

*f)* all'art. 6, dopo il comma 2 è aggiunto il seguente:

2-*bis*. Le disposizioni del presente decreto si applicano anche ai fini della redazione dell'attestazione di prestazione energetica di cui alla direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 maggio 2010";

*g)* all'allegato 1, le parole: "64 ore" sono sostituite dalle seguenti: "80 ore".

8-*quater*. All'art. 6, comma 8, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni, dopo la parola: "locazione," sono inserite le seguenti: "ad eccezione delle locazioni degli edifici residenziali utilizzati meno di quattro mesi all'anno,".

9. La riforma della disciplina del condominio negli edifici, di cui alla legge 11 dicembre 2012, n. 220, è così integrata:

*a)* con Regolamento del Ministro della giustizia, emanato ai sensi dell'art. 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, sono determinati i requisiti necessari per esercitare l'attività di formazione degli amministratori di condominio nonché i criteri, i contenuti e le modalità di svolgimento dei corsi della formazione iniziale e periodica prevista dall'art. 71-*bis*, primo comma, lettera *g)*, delle disposizioni per l'attuazione del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220;

[b) all'art. 1120, secondo comma, n. 2, del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220, le parole: ", per il contenimento del consumo energetico degli edifici" sono soppresse;]

*c)* all'art. 1130, primo comma, n. 6, del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220, dopo le parole: "nonché ogni dato relativo alle condizioni di sicurezza" sono inserite le seguenti: «delle parti comuni dell'edificio";

*d)* all'art. 1135, primo comma, n. 4, del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: "; se i lavori devono essere eseguiti in base a un contratto che ne prevede il pagamento graduale in funzione del loro progressivo stato di avanzamento, il fondo può essere costituito in relazione ai singoli pagamenti dovuti";

*e)* all'art. 70 delle disposizioni per l'attuazione del Codice civile, per come modificato dalla legge 11 dicembre 2012, n. 220, dopo le parole: "spese ordinarie" sono aggiunte le seguenti: "L'irrogazione della sanzione è deliberata dall'assemblea con le maggioranze di cui al secondo comma dell'art. 1136 del Codice".

10. All'art. 1 del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, e successive modificazioni, sono apportate le seguenti modificazioni:

*a)* al comma 3-*bis*, dopo la parola: "emissioni" sono inserite le seguenti: "di processo";

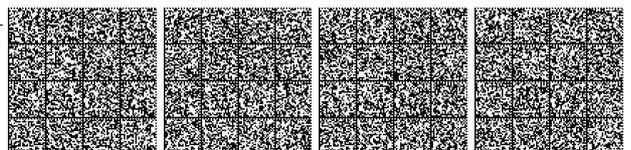
*b)* al comma 3-*bis*.1, dopo le parole: "immessa nel sistema elettrico" sono aggiunte le seguenti: ", che non può in nessun caso essere superiore a 40.000 MWh elettrici annui";

*c)* dopo il comma 7 è inserito il seguente:

"7-*bis*. Lo Stato esercita le funzioni di cui all'art. 1, comma 7, lettera *i)*, della legge 23 agosto 2004, n. 239, e all'art. 57, comma 1, lettera f-*bis*), del decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 aprile 2012, n. 35, nell'ambito della determinazione degli indirizzi della politica energetica nazionale, al fine di sostenere lo sviluppo delle risorse geotermiche".

11. L'art. 11, comma 14, del decreto-legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito, con modificazioni, dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, e successive modificazioni, è abrogato e cessa l'efficacia delle disposizioni di cui al decreto del Presidente della Repubblica 28 gennaio 1994, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana 9 marzo 1994, n. 56, relativamente alla concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione e ai relativi meccanismi di incentivazione.

12. La Regione Autonoma della Sardegna, entro il 30 giugno 2016, ha la facoltà di bandire una gara per realizzare una centrale termoelettrica a carbone, dotata di apposita sezione di impianto per la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica prodotta, da realizzare sul territorio del Sulcis Iglesiente, in prossimità del giacimento carbonifero, assicurando la disponibilità delle aree e delle infrastrutture necessarie. Al vincitore della gara è assicurato l'acquisto da parte del Gestore dei servizi energetici S.p.a. dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dall'impianto, dal primo al ventesimo anno di esercizio, al prezzo di mercato maggiorato di un incentivo fino a 30 Euro/MWh sulla base della produzione di energia elettrica con funzionamento a piena capacità di cattura della CO2 e del funzionamento del relativo stoccaggio nonché rivalutato sulla base dell'inflazione calcolata sull'indice Istat, per un massimo di 2100 GWh/anno. Tale incentivo è concesso esclusivamente per la quantità di energia prodotta con la cattura e lo stoccaggio dell'anidride carbonica. Il rapporto tra l'ammontare complessivo di tale incentivo e il costo totale di investimento sostenuto dal vincitore della gara non deve superare le proporzioni consentite dalle norme comunitarie sugli aiuti di Stato e nessun incentivo può essere concesso prima della approvazione da parte della Commissione europea. In caso di funzionamento della centrale termoelettrica in assenza di cattura e stoccaggio della CO2, le emissioni di gas serra attribuite all'impianto sono incrementate del 30%(percento).

13. Gli oneri derivanti dall'attuazione del comma 12 sono a carico del sistema elettrico italiano e ad essi si provvede mediante corrispondente prelievo sulle tariffe elettriche, con modalità di esazione della relativa componente tariffaria basate su parametri tecnici rappresentanti i punti di connessione alle reti di distribuzione, definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con provvedimento da adottare entro novanta giorni dall'entrata in vigore della presente legge.

14. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da emanare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, sono stabiliti gli elementi e i criteri per la valutazione delle offerte della gara di cui al comma 12 nonché le modalità dell'audit esterno cui il vincitore della gara è tenuto sottoporsi per evitare sovra compensazioni. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas stabilisce le modalità con cui le risorse di cui al comma 13 sono erogate dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico a copertura del fabbisogno derivante dal pagamento dell'incentivo sull'energia acquistata dal Gestore dei servizi energetici S.p.a.

15. Al secondo periodo del comma 2 dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, la parola: "2014" è sostituita dalla seguente: "2015". Al terzo periodo del comma 2 dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, la parola: "2014" è sostituita dalla seguente: "2020" e le parole: "e può essere rideterminato l'obiettivo di cui al periodo precedente" sono soppresse. A decorrere dal 1°(gradi) gennaio 2015 la quota minima di cui all'art. 2-*quater*, comma 1, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni, è determinata in una quota percentuale di tutto il carburante, benzina e gasolio, immesso in consumo nello stesso anno solare, calcolata sulla base del tenore energetico. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto di natura non regolamentare del Ministro dello sviluppo economico, sentito il Comitato tecnico consultivo biocarburanti di cui all'art. 33, comma 5-*sexies*, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, si provvede ad aggiornare le condizioni, i criteri e le modalità di attuazione dell'obbligo, ai sensi del comma 3 dell'art. 2-*quater* del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni. All'art. 33, comma 4, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, le parole: "fino al 31 dicembre 2014" sono sostituite dalle seguenti: "fino al 31 marzo 2014". Al comma 5-*ter* dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sono apportate le seguenti modificazioni: al secondo punto dell'elenco, le parole: ", condotta all'interno degli stabilimenti di produzione del biodiesel (nella misura massima del 5%(percento) in peso della relativa produzione di biodiesel)" sono soppresse; al terzo punto dell'elenco, le parole: "durante il processo di produzione del biodiesel (nella misura massima del 5%(percento) in peso della relativa produzione di biodiesel)" sono soppresse; al quarto punto dell'elenco, le parole: "(nella misura massima del 5%(percento) in peso della relativa produzione di acidi grassi distillati)" e le parole: "(nella misura massima del 5%(percento) in peso della relativa produzione di Glicerina distillata) condotta nelle aziende oleochimiche" sono soppresse; al settimo punto dell'elenco, dopo le parole: "grassi animali di categoria 1" sono inserite le seguenti: "e di categoria 2". Al comma 5-*quater* dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, le parole: "e stabilite variazioni della misura massima percentuale prevista dal comma 5-*quinquies*" sono soppresse. Il comma 5-*quinquies* dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, è abrogato. All'art. 33, comma 5, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, le parole: "entrambi prodotti e trasformati in biocarburanti nel territorio Comunitario, che non presentino altra utilità produttiva o commerciale al di fuori del loro impiego per la produzione di carburanti o a fini energetici," sono soppresse. I commi 4, 5 e 6 dell'art. 34 del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, sono abrogati.

16. All'art. 15, comma 5, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, le parole: ", con i criteri di cui alle lettere *a)* e *b)* dell'art. 24 del Regio decreto 15 ottobre 1925, n. 2578" sono sostituite dalle seguenti: "nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso di cui all'art. 4, comma 6, del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98. In ogni caso, dal rimborso di cui al presente comma sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del 10 per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale concedente trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. La stazione appaltante tiene conto delle eventuali osservazioni dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico ai fini della determinazione del valore di rimborso da inserire nel bando di gara. I termini di scadenza previsti dal comma 3 dell'art. 4 del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98, sono prorogati di ulteriori quattro mesi. Le date limite di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, relative agli ambiti ricadenti nel terzo raggruppamento dello stesso allegato 1, nonché i rispettivi termini di cui all'art. 3 del medesimo regolamento, sono prorogati di quattro mesi".

16-*bis*. Entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, i soggetti investitori indicati all'art. 5, comma 1, lettera *b)*, numeri 1) e 3), del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, confermano al Ministero dello sviluppo economico la loro volontà di mantenere la partecipazione nello sviluppo delle nuove capacità di stoccaggio, ancora da realizzare da parte dei soggetti di cui all'art. 5 dello stesso decreto. La procedura di cui al medesimo art. 5, comma 1, lettera *b)*, numero 2), è indetta entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto e il prezzo a base d'asta è determinato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in misura pari al costo medio di realizzazione e gestione delle infrastrutture di stoccaggio. Il soggetto di cui allo stesso art. 5, comma 1, è tenuto a realizzare unicamente la capacità di stoccaggio derivante dai quantitativi confermati o richiesti ai sensi del presente comma, fermo restando che da tale obbligo non devono derivare oneri per il sistema del gas naturale. L'attestazione della quota di mercato all'ingrosso di cui all'art. 3, comma 1, del citato decreto legislativo n. 130 del 2010 è effettuata qualora il suo valore superi il 10 per cento. Con i decreti del Ministero dello sviluppo economico di cui all'art. 14 del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, e successive modificazioni, può essere indicata la parte di spazio di stoccaggio di gas naturale da allocare per periodi superiori a un anno. All'art. 34, comma 19, del decreto-legge 18 ottobre 2012, n. 179, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 dicembre 2012, n. 221, dopo le parole: "dalla legge 29 novembre 2007, n. 222," sono inserite le seguenti: "di cui all'art. 11 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164,".

16-*ter*. Il comma 2 dell'art. 11 del decreto-legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito, con modificazioni, dalla legge 2 aprile 2007, n. 40, è sostituito dal seguente:

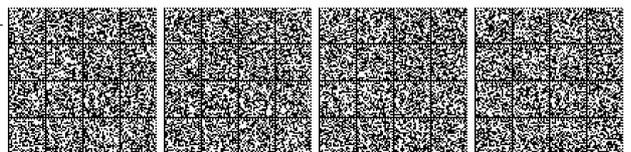
"2. Ciascun soggetto che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti e la cui quota di mercato all'ingrosso, calcolata ai sensi dell'articolo 3 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, supera il valore del 10 per cento, è soggetto, a decorrere dal 1°(gradi) gennaio 2014 e per un periodo di tre anni, all'obbligo di offerta di vendita, nel mercato a termine del gas naturale gestito dal Gestore dei mercati energetici, di un volume di gas naturale corrispondente al 5 per cento del totale annuo immesso dal medesimo soggetto nei punti di entrata della rete nazionale di trasporto connessi con gasdotti provenienti da altri Stati o da terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL), con contestuale offerta di acquisto sul medesimo mercato per un pari quantitativo, con una differenza tra il prezzo di vendita e il prezzo di acquisto offerti non superiore a un valore definito con decreto del Ministro dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, la quale definisce altresì le modalità per l'adempimento del suddetto obbligo. Il Gestore dei mercati energetici trasmette i relativi dati all'Autorità garante della concorrenza e del mercato".

16-*quater*. Al fine di dare impulso all'indizione delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale previste dal regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, i gestori uscenti anticipano alla stazione appaltante l'importo equivalente al corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara, come riconosciuto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con le delibere n. 407/2012/R/gas dell'11 ottobre 2012 e 230/2013/R/gas del 30 maggio 2013. Nel caso di due o più gestori, l'anticipazione è proporzionale ai punti di riconsegna serviti nei comuni dell'ambito territoriale di riferimento, come risultanti dai dati di riferimento per la formazione degli ambiti, pubblicati nel sito internet del Ministero dello sviluppo economico. La corresponsione dell'importo è effettuata a titolo di anticipo alla stazione appaltante di cui all'art. 2 del citato regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico n. 226 del 2011 ed è rimborsata, comprensiva di interessi, dal concessionario subentrante all'atto dell'avvenuta aggiudicazione del servizio, con modalità definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.".

— Per i riferimenti normativi della legge 21 febbraio 2014, n. 9 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 30-*sexies* del decreto – legge 24 giugno 2014, n. 91, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 30-*sexies* (Disposizioni in materia di biocarburanti)

1. Con il decreto di cui all'art. 1, comma 15, quarto periodo, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, da emanare entro il 15 settembre 2014, è altresì stabilita la quota minima di cui al comma 139 dell'art. 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244, compresa la sua ripartizione in quote differenziate tra diverse tipologie di biocarburanti, compresi quelli avanzati, per gli anni successivi al 2015. Con le stesse modalità si provvede a effettuare i successivi aggiornamenti.

2. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentito il comitato tecnico consultivo biocarburanti di cui all'art. 33, comma 5-*sexies*, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, da emanare entro il 15 novembre 2014, sono fissate le sanzioni amministrative pecuniarie, proporzionali e dissuasive, per il mancato raggiungimento degli obblighi stabiliti con il decreto di cui al comma 1 del presente articolo.

3. Il terzo periodo del comma 2 dell'art. 33 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e successive modificazioni, è soppresso.".

— Per i riferimenti normativi della legge 11 agosto 2014, n. 116 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 21 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 21. Incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale

1. Il biometano immesso nella rete del gas naturale alle condizioni e secondo le modalità di cui all'art. 20 è incentivato, su richiesta del produttore, secondo una delle seguenti modalità:

*a)* mediante il rilascio degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nel caso in cui sia immesso in rete ed utilizzato, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio del gas naturale, in impianti di cogenerazione ad alto rendimento;

*b)* mediante il rilascio di certificati di immissione in consumo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'art. 2-*quater*, comma 1, del decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81, e successive modificazioni, qualora il biometano sia immesso in rete e, nel rispetto delle regole per il trasporto e lo stoccaggio, usato per i trasporti;

*c)* mediante l'erogazione di uno specifico incentivo di durata e valore definiti con il decreto di cui al comma 2, qualora sia immesso nella rete del gas naturale. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas definisce le modalità con le quali le risorse per l'erogazione dell'incentivo di cui alla presente lettera trovano copertura a valere sul gettito delle componenti delle tariffe del gas naturale.

2. Con decreto del Ministro dello sviluppo economico, da adottare, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, entro 120 giorni dall'entrata in vigore del presente decreto legislativo, sono stabilite le direttive per l'attuazione di quanto previsto al comma 1, fatto salvo quanto previsto all'art. 33, comma 5.".

*Note all'art. 4:*

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo degli articoli 2 e 9 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 2. Definizioni

1. Ai fini del presente decreto, fatte salve le abrogazioni previste all'art. 18, comma 1, lettera *a)*, si applicano le definizioni di cui:

*a)* all'art. 2 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 e successive modificazioni;

*b)* all'art. 2 del decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 e successive modificazioni;

*c)* all'art. 2, commi 1 e 2, del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192 e successive modificazioni;

*d)* al decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163;

d-*bis*) al decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93.

2. Si applicano inoltre le seguenti definizioni:

*a)* Accredia: organismo nazionale italiano di accreditamento, designato ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 dicembre 2009, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 20 del 26 gennaio 2010;

a-*bis*) aggregatore: un fornitore di servizi che, su richiesta, accorpa una pluralità di unità di consumo, ovvero di unità di consumo e di unità di produzione, per venderli o metterli all'asta in mercati organizzati dell'energia;

*b)* ammodernamento sostanziale di un impianto: un ammodernamento il cui costo di investimento è superiore al 50%(percento) dei costi di investimento di una nuova analoga unità;

b-*bis*) audit energetico o diagnosi energetica: procedura sistematica finalizzata a ottenere un'adeguata conoscenza del profilo di consumo energetico di un edificio o gruppo di edifici, di una attività o impianto industriale o commerciale o di servizi pubblici o privati, a individuare e quantificare le opportunità di risparmio energetico sotto il profilo costi-benefici e a riferire in merito ai risultati;

*c)* auditor energetico: persona fisica o giuridica che esegue diagnosi energetiche;

*d)* CEI: comitato elettrotecnico italiano;

d-*bis*) cliente finale: cliente che acquista energia, anche sotto forma di vettore energetico, per uso proprio;

*e)* coefficiente di edificazione: rapporto tra la superficie lorda coperta degli immobili e la superficie del terreno di un determinato territorio;

*f)* condominio: edificio con almeno due unità immobiliari, di proprietà in via esclusiva di soggetti che sono anche comproprietari delle parti comuni;

*g)* consumo di energia finale: tutta l'energia fornita per l'industria, i trasporti, le famiglie, i servizi e l'agricoltura, con esclusione delle forniture al settore della trasformazione dell'energia e alle industrie energetiche stesse;

*h)* consumo di energia primaria: il consumo interno lordo di energia, ad esclusione degli usi non energetici;

*i)* contatore di fornitura: apparecchiatura di misura dell'energia consegnata. Il contatore di fornitura può essere individuale, nel caso in cui misuri il consumo di energia della singola unità immobiliare, o condominiale, nel caso in cui misuri l'energia, con l'esclusione di quella elettrica, consumata da una pluralità di unità immobiliari, come nel caso di un condominio o di un edificio polifunzionale;

*l)*;

*m)* conto termico: sistema di incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 28 dicembre 2012, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e il Ministro delle politiche agricole alimentari e forestali, pubblicato nel supplemento ordinario alla *Gazzetta Ufficiale* n. 1 del 2 gennaio 2013;

*n)* contratto di rendimento energetico o di prestazione energetica (EPC): accordo contrattuale tra il beneficiario o chi per esso esercita il potere negoziale e il fornitore di una misura di miglioramento dell'efficienza energetica, verificata e monitorata durante l'intera durata del contratto, dove gli investimenti (lavori, forniture o servizi) realizzati sono pagati in funzione del livello di miglioramento dell'efficienza energetica stabilito contrattualmente o di altri criteri di prestazione energetica concordati, quali i risparmi finanziari;

*o)* criteri ambientali minimi (CAM): criteri ambientali minimi per categorie di prodotto, adottati con decreto del Ministro dell'ambiente ai sensi del PAN GPP;

*p)* edificio polifunzionale: edificio destinato a scopi diversi e occupato da almeno due soggetti che devono ripartire tra loro la fattura dell'energia acquistata;

*q)* ENEA: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile;

*r)* energia termica: calore per riscaldamento e/o raffreddamento, sia per uso industriale che civile;

*s)* energia: tutte le forme di prodotti energetici, combustibili, energia termica, energia rinnovabile, energia elettrica o qualsiasi altra forma di energia, come definiti all'art. 2, lettera *d)*, del regolamento (CE) n. 1099/2008 del Parlamento e del Consiglio del 22 ottobre 2008;

*t)* esercente l'attività di misura del gas naturale: soggetto che eroga l'attività di misura di cui all'art. 4, comma 17 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico n. 11 del 2007, e successive modificazioni;

*u)* esercente l'attività di misura dell'energia elettrica: soggetto che eroga l'attività di misura di cui all'art. 4, comma 6 della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico n. 11 del 2007, e successive modificazioni;

*v)* grande impresa: impresa che occupa più di 250 persone, il cui fatturato annuo supera i 50 milioni di euro o il cui totale di bilancio annuo supera i 43 milioni di euro;

*z)* GSE: Gestore dei servizi energetici S.p.A.;

*aa)* immobili della pubblica amministrazione centrale: edifici o parti di edifici di proprietà della pubblica amministrazione centrale, e da essa occupati;

*bb)* interfaccia di comunicazione: dispositivo fisico o virtuale che permette la comunicazione fra due o più entità di tipo diverso;

*cc)* microimpresa, piccola impresa e media impresa o PMI: impresa che occupa meno di 250 persone, il cui fatturato annuo non supera i 50 milioni di euro o il cui totale di bilancio annuo non supera i 43 milioni di euro. Per le imprese per le quali non è stato approvato il primo bilancio ovvero, nel caso di imprese esonerate dalla tenuta della contabilità ordinaria o dalla redazione del bilancio, o per le quali non è stata presentata la prima dichiarazione dei redditi, sono considerati esclusivamente il numero degli occupati ed il totale dell'attivo patrimoniale risultanti alla stessa data;

*dd)* Piano d'azione nazionale per l'efficienza energetica (PAEE): documento redatto ai sensi dell'art. 17 che individua gli orientamenti nazionali per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica e dei servizi energetici;

*ee)* Piano d'azione per la sostenibilità ambientale dei consumi nel settore della pubblica amministrazione (PAN *GPP)*: Piano predisposto ai sensi dell'art. 1, comma 1126, della legge 27 dicembre 2006 n. 296, e approvato con decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con i Ministri dell'economia e delle finanze e dello sviluppo economico 11 aprile 2008, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 107 dell'8 maggio 2008, così come modificato dal decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 10 aprile 2013, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 102 del 3 maggio 2013;

*ff)* pubblica amministrazione centrale: autorità governative centrali di cui all'allegato IV del decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163;

*gg)* rete di teleriscaldamento e teleraffreddamento (o teleraffrescamento): qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria;

*hh)* ripartizione regionale della quota minima di energia da produrre mediante energie rinnovabili (Burden Sharing): suddivisione tra Regioni degli impegni per raggiungere una quota minima di energia rinnovabile di cui al decreto 15 marzo 2012 del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza Unificata, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, n. 78 del 2 aprile 2012;

*ii)* riscaldamento e raffreddamento efficienti: un'opzione di riscaldamento e raffreddamento che, rispetto a uno scenario di riferimento che rispecchia le condizioni abituali, riduce in modo misurabile l'apporto di energia primaria necessaria per rifornire un'unità di energia il 50 per cento di calore di scarto; erogata nell'ambito di una pertinente delimitazione di sistema in modo efficiente in termini di costi, come valutato nell'analisi costi-benefici di cui al presente decreto, tenendo conto dell'energia richiesta per l'estrazione, la conversione, il trasporto e la distribuzione;

*ll)* riscaldamento e raffreddamento individuali efficienti: un'opzione di fornitura individuale di riscaldamento e raffreddamento che, rispetto al teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti, riduce in modo misurabile l'apporto di energia primaria non rinnovabile necessaria per rifornire un'unità di energia erogata nell'ambito di una pertinente delimitazione di sistema o richiede lo stesso apporto di energia primaria non rinnovabile ma a costo inferiore, tenendo conto dell'energia richiesta per l'estrazione, la conversione, il trasporto e la distribuzione;

*mm)* servizio energetico: la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie ovvero con operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili;

*nn)* sistema di contabilizzazione: sistema tecnico che consente la misurazione dell'energia termica o frigorifera fornita alle singole unità immobiliari (utenze) servite da un impianto termico centralizzato o da teleriscaldamento o teleraffreddamento, ai fini della proporzionale suddivisione delle relative spese;

*oo)* sistema di gestione dell'energia: insieme di elementi che interagiscono o sono intercorrelati all'interno di un piano che stabilisce un obiettivo di efficienza energetica e una strategia atta a conseguirlo;

*pp)* sistema di misurazione intelligente: un sistema elettronico in grado di misurare il consumo di energia fornendo maggiori informazioni rispetto ad un dispositivo convenzionale, e di trasmettere e ricevere dati utilizzando una forma di comunicazione elettronica;

*qq)* sistema di termoregolazione: sistema tecnico che consente all'utente di regolare la temperatura desiderata, entro i limiti previsti dalla normativa vigente, per ogni unità immobiliare, zona o ambiente;

qq-*bis*) sotto-contatore: contatore dell'energia, con l'esclusione di quella elettrica, che è posto a valle del contatore di fornitura di una pluralità di unità immobiliari per la misura dei consumi individuali o di edifici, a loro volta formati da una pluralità di unità immobiliari, ed è atto a misurare l'energia consumata dalla singola unità immobiliare o dal singolo edificio;

*rr)* Strategia energetica nazionale (SEN): documento di analisi e strategia energetica approvato con decreto 8 marzo 2013 del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale*, n. 73 del 27 marzo 2013;

*ss)* superficie coperta utile totale: la superficie coperta di un immobile o di parte di un immobile in cui l'energia è utilizzata per il condizionamento del clima degli ambienti interni;

*tt)* teleriscaldamento e teleraffreddamento efficienti: sistema di teleriscaldamento o teleraffreddamento che usa, in alternativa, almeno:

*a)* il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;

*b)* il 50 per cento di calore di scarto;

*c)* il 75 per cento di calore cogenerato;

*d)* il 50 per cento di una combinazione delle precedenti;

*uu)* tonnellata equivalente di petrolio (Tep): unità di misura dell'energia pari all'energia rilasciata dalla combustione di una tonnellata di petrolio grezzo, il cui valore è fissato convenzionalmente pari a 41,86 GJ;

*vv)* UNI: ente nazionale italiano di unificazione."

"Art. 9. Misurazione e fatturazione dei consumi energetici

1. Fatto salvo quanto previsto dal comma 6-*quater* dell'art. 1 del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, e da altri provvedimenti normativi e di regolazione già adottati in materia, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, previa definizione di criteri concernenti la fattibilità tecnica ed economica, anche in relazione ai risparmi energetici potenziali, individua le modalità con cui le imprese distributrici, in qualità di esercenti l'attività di misura:

*a)* forniscono ai clienti finali di energia elettrica e gas naturale, teleriscaldamento, teleraffreddamento ed acqua calda per uso domestico contatori di fornitura che riflettono con precisione il consumo effettivo e forniscono informazioni sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia e sulle relative fasce temporali;

*b)* forniscono ai clienti finali di energia elettrica e gas naturale, teleriscaldamento, teleraffreddamento ed acqua calda per uso domestico contatori di fornitura di cui alla lettera *a)*, in sostituzione di quelli esistenti anche in occasione di nuovi allacci in nuovi edifici o a seguito di importanti ristrutturazioni, come previsto dal decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, e successive modificazioni.

2. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico adotta i provvedimenti di cui alle lettere *a)* e *b)* del comma 1, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto per quanto riguarda il settore elettrico e del gas naturale e entro ventiquattro mesi dalla medesima data per quanto riguarda il settore del teleriscaldamento, teleraffrescamento e i consumi di acqua calda per uso domestico.

3. Fatto salvo quanto già previsto dal decreto legislativo 1°(gradi) giugno 2011, n. 93 e nella prospettiva di un progressivo miglioramento delle prestazioni dei sistemi di misurazione intelligenti e dei contatori intelligenti, introdotti conformemente alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, al fine di renderli sempre più aderenti alle esigenze del cliente finale, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro ventiquattro mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, tenuto conto dei relativi standard internazionali e delle raccomandazioni della Commissione europea, predispone le specifiche abilitanti dei sistemi di misurazione intelligenti, a cui le imprese distributrici in qualità di esercenti l'attività di misura sono tenuti ad uniformarsi, affinché:

*a)* i sistemi di misurazione intelligenti forniscano ai clienti finali informazioni sulla fatturazione precise, basate sul consumo effettivo e sulle fasce temporali di utilizzo dell'energia. Gli obiettivi di efficienza energetica e i benefici per i clienti finali siano pienamente considerati nella definizione delle funzionalità minime dei contatori e degli obblighi imposti agli operatori di mercato;

*b)* sia garantita la sicurezza dei contatori, la sicurezza nella comunicazione dei dati e la riservatezza dei dati misurati al momento della loro raccolta, conservazione, elaborazione e comunicazione, in conformità alla normativa vigente in materia di protezione dei dati. Ferme restando le responsabilità degli esercenti dell'attività di misura previste dalla normativa vigente, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico assicura il trattamento dei dati storici di proprietà del cliente finale attraverso apposite strutture indipendenti rispetto agli operatori di mercato, ai distributori e ad ogni altro soggetto, anche cliente finale, con interessi specifici nel settore energetico o in potenziale conflitto di interessi, anche attraverso i propri azionisti, secondo criteri di efficienza e semplificazione;

*c)* nel caso dell'energia elettrica e su richiesta del cliente finale, i contatori di fornitura siano in grado di tenere conto anche dell'energia elettrica immessa nella rete direttamente dal cliente finale;

*d)* nel caso in cui il cliente finale lo richieda, i dati del contatore di fornitura relativi all'immissione e al prelievo di energia elettrica siano messi a sua disposizione o, su sua richiesta formale, a disposizione di un soggetto terzo univocamente designato che agisce a suo nome, in un formato facilmente comprensibile che possa essere utilizzato per confrontare offerte comparabili;

*e)* siano adeguatamente considerate le funzionalità necessarie ai fini di quanto previsto all'art. 11.

4. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico provvede affinché gli esercenti l'attività di misura assicurino che, sin dal momento dell'installazione dei contatori di fornitura, i clienti finali ottengano informazioni adeguate con riferimento alla lettura dei dati ed al monitoraggio del consumo energetico.

5. Per favorire il contenimento dei consumi energetici attraverso la contabilizzazione dei consumi di ciascuna unità immobiliare e la suddivisione delle spese in base ai consumi effettivi delle medesime:

*a)* qualora il riscaldamento, il raffreddamento o la fornitura di acqua calda ad un edificio o a un condominio siano effettuati tramite allacciamento ad una rete di teleriscaldamento o di teleraffrescamento, o tramite una fonte di riscaldamento o raffreddamento centralizzata, è obbligatoria, entro il 31 dicembre 2016, l'installazione, a cura degli esercenti l'attività di misura, di un contatore di fornitura in corrispondenza dello scambiatore di calore di collegamento alla rete o del punto di fornitura dell'edificio o del condominio;

*b)* nei condomini e negli edifici polifunzionali riforniti da una fonte di riscaldamento o raffreddamento centralizzata o da una rete di teleriscaldamento o da un sistema di fornitura centralizzato che alimenta una pluralità di edifici, è obbligatoria l'installazione entro il 31 dicembre 2016, a cura del proprietario, di sotto-contatori per misurare l'effettivo consumo di calore o di raffreddamento o di acqua calda per ciascuna unità immobiliare, nella misura in cui sia tecnicamente possibile, efficiente in termini di costi e proporzionato rispetto ai risparmi energetici potenziali. L'efficienza in termini di costi può essere valutata con riferimento alla metodologia indicata nella norma UNI EN 15459. Eventuali casi di impossibilità tecnica alla installazione dei suddetti sistemi di contabilizzazione o di inefficienza in termini di costi e sproporzione rispetto ai risparmi energetici potenziali, devono essere riportati in apposita relazione tecnica del progettista o del tecnico abilitato;

*c)* nei casi in cui l'uso di sotto-contatori non sia tecnicamente possibile o non sia efficiente in termini di costi e proporzionato rispetto ai risparmi energetici potenziali, per la misura del riscaldamento si ricorre, a cura dei medesimi soggetti di cui alla lettera *b)*, all'installazione di sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore individuali per quantificare il consumo di calore in corrispondenza a ciascun corpo scaldante posto all'interno delle unità immobiliari dei condomini o degli edifici polifunzionali, secondo quanto previsto norme tecniche vigenti, salvo che l'installazione di tali sistemi risulti essere non efficiente in termini di costi con riferimento alla metodologia indicata nella norma UNI EN 15459;

*d)* quando i condomini o gli edifici polifunzionali sono alimentati da teleriscaldamento o teleraffreddamento o da sistemi comuni di riscaldamento o raffreddamento, per la corretta suddivisione delle spese connesse al consumo di calore per il riscaldamento, il raffreddamento delle unità immobiliari e delle aree comuni, nonché per l'uso di acqua calda per il fabbisogno domestico, se prodotta in modo centralizzato, l'importo complessivo è suddiviso tra gli utenti finali, in base alla norma tecnica UNI 10200 e successive modifiche e aggiornamenti. Ove tale norma non sia applicabile o laddove siano comprovate, tramite apposita relazione tecnica asseverata, differenze di fabbisogno termico per metro quadro tra le unità immobiliari costituenti il condominio o l'edificio polifunzionale superiori al 50 per cento, è possibile suddividere l'importo complessivo tra gli utenti finali attribuendo una quota di almeno il 70 per cento agli effettivi prelievi volontari di energia termica. In tal caso gli importi rimanenti possono essere ripartiti, a titolo esemplificativo e non esaustivo, secondo i millesimi, i metri quadri o i metri cubi utili, oppure secondo le potenze installate. È fatta salva la possibilità, per la prima stagione termica successiva all'installazione dei dispositivi di cui al presente comma, che la suddivisione si determini in base ai soli millesimi di proprietà. Le disposizioni di cui alla presente lettera sono facoltative nei condomini o gli edifici polifunzionali ove alla data di entrata in vigore del presente decreto si sia già provveduto all'installazione dei dispositivi di cui al presente comma e si sia già provveduto alla relativa suddivisione delle spese.

6. Fatti salvi i provvedimenti normativi e di regolazione già adottati in materia, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, individua le modalità con cui, se tecnicamente possibile:

*a)* le imprese di distribuzione ovvero le società di vendita di energia elettrica e di gas naturale al dettaglio provvedono, affinché, entro il 31 dicembre 2014, le informazioni sulle fatture emesse siano precise e fondate sul consumo effettivo di energia, secondo le seguenti modalità:

1) per consentire al cliente finale di regolare il proprio consumo di energia, la fatturazione deve avvenire sulla base del consumo effettivo almeno con cadenza annuale;

2) le informazioni sulla fatturazione devono essere rese disponibili almeno ogni bimestre;

3) l'obbligo di cui al numero 2) può essere soddisfatto anche con un sistema di autolettura periodica da parte dei clienti finali, in base al quale questi ultimi comunicano i dati dei propri consumi direttamente al fornitore di energia, esclusivamente nei casi in cui siano installati contatori non abilitati alla trasmissione dei dati per via telematica;

4) fermo restando quanto previsto al numero 1), la fatturazione si basa sul consumo stimato o un importo forfettario unicamente qualora il cliente finale non abbia comunicato la lettura del proprio contatore per un determinato periodo di fatturazione;

5) l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico può esentare dai requisiti di cui ai numeri 1) e 2) il gas utilizzato solo ai fini di cottura.

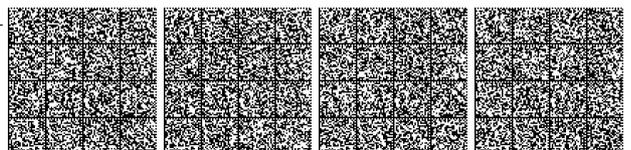
*b)* le imprese di distribuzione ovvero le società di vendita di energia elettrica e di gas naturale al dettaglio, nel caso in cui siano installati contatori, conformemente alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, provvedono affinché i clienti finali abbiano la possibilità di accedere agevolmente a informazioni complementari sui consumi storici che consentano loro di effettuare controlli autonomi dettagliati. Le informazioni complementari sui consumi storici comprendono almeno:

1) dati cumulativi relativi ad almeno i tre anni precedenti o al periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura, se inferiore. I dati devono corrispondere agli intervalli per i quali sono state fornite informazioni sulla fatturazione;

2) dati dettagliati corrispondenti al tempo di utilizzazione per ciascun giorno, mese e anno. Tali dati sono resi disponibili al cliente finale via internet o mediante l'interfaccia del contatore per un periodo che include almeno i 24 mesi precedenti o per il periodo trascorso dall'inizio del contratto di fornitura, se inferiore.

7. Fatti salvi i provvedimenti normativi e di regolazione già adottati in materia, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico, con uno o più provvedimenti da adottare entro diciotto mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, individua le modalità con cui le società di vendita di energia al dettaglio, indipendentemente dal fatto che i contatori intelligenti di cui alle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE siano installati o meno, provvedono affinché:

*a)* nella misura in cui sono disponibili, le informazioni relative alla fatturazione energetica e ai consumi storici dei clienti finali siano rese disponibili, su richiesta formale del cliente finale, a un fornitore di servizi energetici designato dal cliente finale stesso;

*b)* ai clienti finali sia offerta l'opzione di ricevere informazioni sulla fatturazione chiara e bollette in via elettronica e sia fornita, su richiesta, una spiegazione chiara e comprensibile sul modo in cui la loro fattura è stata compilata, soprattutto qualora le fatture non siano basate sul consumo effettivo;

*c)* insieme alla fattura siano rese disponibili ai clienti finali le seguenti informazioni minime per presentare un resoconto globale dei costi energetici attuali:

1) prezzi correnti effettivi e consumo energetico effettivo;

2) confronti tra il consumo attuale di energia del cliente finale e il consumo nello stesso periodo dell'anno precedente, preferibilmente sotto forma di grafico;

3) informazioni sui punti di contatto per le organizzazioni dei consumatori, le agenzie per l'energia o organismi analoghi, compresi i siti internet da cui si possono ottenere informazioni sulle misure di miglioramento dell'efficienza energetica disponibili, profili comparativi di utenza finale ovvero specifiche tecniche obiettive per le apparecchiature che utilizzano energia;

c-*bis*) in occasione dell'invio di contratti, modifiche contrattuali e fatture ai clienti finali, nonché nei siti web destinati ai clienti individuali, i distributori di energia o le società di vendita di energia includono un elenco di recapiti dei centri indipendenti di assistenza ai consumatori riconosciuti ai sensi dell'art. 137 del decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206, e delle agenzie pubbliche per l'energia, inclusi i relativi indirizzi internet, dove i clienti possono ottenere informazioni e consigli sulle misure di efficienza energetica disponibili, profili comparativi sui loro consumi di energia, nonché indicazioni pratiche sull'utilizzo di apparecchiature domestiche al fine di ridurre il consumo energetico delle stesse. Tale elenco è predisposto dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico entro 30 giorni dalla pubblicazione del presente decreto, ed è aggiornato, se del caso, con cadenza annuale;

*d)* su richiesta del cliente finale, siano fornite, nelle fatture, informazioni aggiuntive, distinte dalla richieste di pagamento, per consentire la valutazione globale dei consumi energetici e vengano offerte soluzioni flessibili per i pagamenti effettivi;

*e)* le informazioni e le stime dei costi energetici siano fornite ai consumatori, su richiesta, tempestivamente e in un formato facilmente comprensibile che consenta ai consumatori di confrontare offerte comparabili. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico valuta le modalità più opportune per garantire che i clienti finali accedano a confronti tra i propri consumi e quelli di un cliente finale medio o di riferimento della stessa categoria d'utenza.

8. L'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico assicura che non siano applicati specifici corrispettivi ai clienti finali per la ricezione delle fatture, delle informazioni sulla fatturazione e per l'accesso ai dati relativi ai loro consumi. Nello svolgimento dei compiti ad essa assegnati dal presente articolo, al fine di evitare duplicazioni di attività e di costi, la stessa Autorità si avvale ove necessario del Sistema Informativo Integrato (SII) di cui all'art. 1-*bis* del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito, con modificazioni, in legge 13 agosto 2010, n. 129, e della banca dati degli incentivi di cui all'art. 15-*bis* del decreto-legge n. 63 del 2013, convertito con modificazioni in legge 3 agosto 2013, n. 90.

8-*bis*. La ripartizione dei costi relativi alle informazioni sulla fatturazione per il consumo individuale di riscaldamento e di raffrescamento nei condomini e negli edifici polifunzionali di cui al comma 5 è effettuata senza scopo di lucro. L'autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, entro il 31 dicembre 2016, stabilisce costi di riferimento indicativi per i fornitori del servizio.".

— Il testo dell'art. 53 del decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 53. Soggetti obbligati e adempimenti (Articoli 2 e 4 testo unico energia elettrica 1924 -Art. 3 legge 31 ottobre 1966, n. 940)

1. Obbligati al pagamento dell'accisa sull'energia elettrica sono:

*a)* i soggetti che procedono alla fatturazione dell'energia elettrica ai consumatori finali, di seguito indicati come venditori;

*b)* gli esercenti le officine di produzione di energia elettrica utilizzata per uso proprio;

*c)* i soggetti che utilizzano l'energia elettrica per uso proprio con impiego promiscuo, con potenza disponibile superiore a 200 kW intendendosi per uso promiscuo l'utilizzazione di energia elettrica in impieghi soggetti a diversa tassazione;

c-*bis*) i soggetti che acquistano, per uso proprio, energia elettrica sul mercato elettrico di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, limitatamente al consumo di detta energia.

2. Su richiesta possono essere riconosciuti come soggetti obbligati:

*a)* i soggetti che acquistano, per uso proprio, energia elettrica utilizzata con impiego unico previa trasformazione o conversione comunque effettuata, con potenza disponibile superiore a 200 kW;

*b)* i soggetti che acquistano, per uso proprio, energia elettrica da due o più fornitori, qualora abbiano consumi mensili superiori a 200.000 kWh.

3. Qualora i soggetti di cui al comma 1, lettera *a)*, non abbiano sede nel territorio nazionale, l'imposta di cui al comma 1 dell'art. 52 è dovuta dalle società, designate dai medesimi soggetti, aventi sede legale nel territorio nazionale, che devono registrarsi presso il competente Ufficio dell'Agenzia delle dogane prima dell'inizio dell'attività di fornitura dell'energia elettrica ai consumatori finali e ottemperare agli obblighi previsti per i soggetti di cui al medesimo comma 1, lettera *a)*.

4. I soggetti di cui ai commi 1 e 2 hanno l'obbligo di denunciare preventivamente la propria attività all'Ufficio dell'Agenzia delle dogane competente per territorio e di dichiarare ogni variazione, relativa agli impianti di pertinenza e alle modifiche societarie, nonché la cessazione dell'attività, entro trenta giorni dalla data in cui tali eventi si sono verificati.

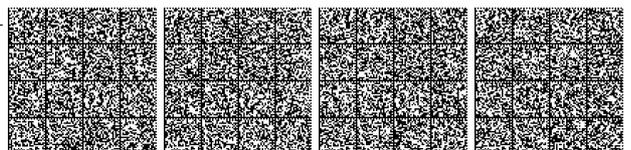
5. I soggetti di cui ai commi 1 e 2, fatta eccezione per quelli che versano anticipatamente l'imposta dovuta mediante canone di abbonamento annuale, prestano una cauzione sul pagamento dell'accisa determinata dal competente Ufficio dell'Agenzia delle dogane in misura pari ad un dodicesimo dell'imposta annua che si presume dovuta in relazione ai dati comunicati dal soggetto nella denuncia di cui al comma 4 e a quelli eventualmente in possesso dello stesso Ufficio. Il medesimo Ufficio, effettuati i controlli di competenza e verificata la completezza dei dati relativi alla denuncia e alla cauzione prestata, rilascia, ai soggetti di cui ai commi 1, 2 e alle società di cui al comma 3 un'autorizzazione, entro sessanta giorni dalla data di ricevimento della denuncia. L'autorizzazione viene negata o revocata a chiunque sia stato condannato con sentenza passata in giudicato per reati connessi all'accertamento ed al pagamento dell'accisa sui prodotti energetici o sull'energia elettrica per i quali è prevista la pena della reclusione.

6. I soggetti di cui ai commi 1 e 2 provvedono ad integrare, a richiesta del competente Ufficio dell'Agenzia delle dogane, l'importo della cauzione che deve risultare pari ad un dodicesimo dell'imposta dovuta nell'anno precedente. Sono esonerati dall'obbligo di prestare la cauzione le Amministrazioni dello Stato e gli enti pubblici. L'Agenzia delle dogane ha facoltà di esonerare dal predetto obbligo le ditte affidabili e di notoria solvibilità. Tale esonero può essere revocato nel caso in cui mutino le condizioni che ne avevano consentito la concessione, in tale caso la cauzione deve essere prestata entro quindici giorni dalla notifica della revoca.

7. Ai soggetti di cui ai commi 1 e 2 che esercitano officine di energia elettrica è rilasciata, dal competente ufficio dell'Agenzia delle dogane successivamente alla verifica degli impianti, una licenza di esercizio, in luogo dell'autorizzazione di cui al comma 5, soggetta al pagamento di un diritto annuale. Ai soggetti di cui al comma 1 lettera *b)* che esercitano officine di produzione di energia elettrica azionate da fonti rinnovabili, con esclusione di quelle riconducibili ai prodotti energetici di cui all'art. 21, la licenza è rilasciata successivamente al controllo degli atti documentali tra i quali risulti specifica dichiarazione relativa al rispetto dei requisiti di sicurezza fiscale.

8. I soggetti di cui ai commi 1 e 2, fatta eccezione per quelli che versano anticipatamente l'imposta dovuta mediante canone di abbonamento annuale, presentano una dichiarazione di consumo annuale, contenente, oltre alle indicazioni relative alla denominazione, alla sede legale, al codice fiscale, al numero della partita IVA del soggetto, all'ubicazione dell'eventuale officina, tutti gli elementi necessari per l'accertamento del debito «d'imposta relativo ad ogni mese solare, nonché l'energia elettrica prodotta, prelevata o immessa nella rete di trasmissione o distribuzione.

8-*bis*. I soggetti di cui al comma 1, lettera *a)*, indicano tra gli elementi necessari per l'accertamento del debito d'imposta, richiesti per la compilazione della dichiarazione annuale, i consumi fatturati nell'anno con l'applicazione delle aliquote di accisa vigenti al momento della fornitura ai consumatori finali.

9. La dichiarazione di cui al comma 8 è presentata al competente Ufficio dell'Agenzia delle dogane entro il mese di marzo dell'anno successivo a quello cui si riferisce.".

*Note all'art. 6:*

— Il testo dell'art. 15 del decreto legislativo 8 marzo 2006, n. 139, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 15. Norme tecniche e procedurali di prevenzione incendi.

(articolo 3, legge 7 dicembre 1984, n. 818; art. 1, comma 7, lettera *e)*, legge 23 agosto 2004, n. 239; articoli 3 e 13, decreto del Presidente della Repubblica 29 luglio 1982, n. 577)

1. Le norme tecniche di prevenzione incendi sono adottate con decreto del Ministro dell'interno, di concerto con i Ministri interessati, sentito il Comitato centrale tecnico-scientifico per la prevenzione incendi. Esse sono fondate su presupposti tecnico-scientifici generali in relazione alle situazioni di rischio tipiche da prevenire e specificano:

*a)* le misure, i provvedimenti e gli accorgimenti operativi intesi a ridurre le probabilità dell'insorgere degli incendi attraverso dispositivi, sistemi, impianti, procedure di svolgimento di determinate operazioni, atti ad influire sulle sorgenti di ignizione, sul materiale combustibile e sull'agente ossidante;

*b)* le misure, i provvedimenti e gli accorgimenti operativi intesi a limitare le conseguenze dell'incendio attraverso sistemi, dispositivi e caratteristiche costruttive, sistemi per le vie di esodo di emergenza, dispositivi, impianti, distanziamenti, compartimentazioni e simili.

2. Le norme tecniche di prevenzione incendi relative ai beni culturali ed ambientali sono adottate con decreto dei Ministro dell'interno, di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali.

3. Fino all'adozione delle norme di cui al comma 1, alle attività, costruzioni, impianti, apparecchiature e prodotti soggetti alla disciplina di prevenzione incendi si applicano i criteri tecnici che si desumono dalle finalità e dai principi di base della materia, tenendo presenti altresì le esigenze funzionali e costruttive delle attività interessate.".

*Note all'art. 8:*

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 31 marzo 2011, n. 55 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 37 del decreto del Ministro dei trasporti 28 aprile 2008 (Recepimento della direttiva 2007/46/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 5 settembre 2007, relativa all'omologazione dei veicoli a motore e dei loro rimorchi, nonché dei sistemi, componenti ed entità tecniche destinati a tali veicoli) pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 12 luglio 2008, n. 162, S.O., così recita:

"Art. 37. Informazioni destinate agli utenti

1. Il costruttore non può fornire informazioni tecniche relative alle indicazioni previste nel presente decreto o negli atti normativi elencati nell'allegato IV che differiscano dalle indicazioni omologate dall'autorità competente.

2. Qualora un atto normativo lo preveda specificamente, il costruttore mette a disposizione degli utenti tutte le informazioni pertinenti e le istruzioni necessarie, precisando le condizioni particolari o le restrizioni relative all'uso di un veicolo, di un componente o di un'entità tecnica. Tali informazioni sono fornite in lingua italiana e sono riportate, d'intesa con l'autorità di omologazione, in un documento di supporto appropriato, come il manuale d'istruzioni o il libretto di manutenzione.".

— La direttiva 1999/94/CE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alla disponibilità di informazioni sul risparmio di carburante e sulle emissioni di CO2 da fornire ai consumatori per quanto riguarda la commercializzazione di autovetture nuove è pubblicata nella G.U.C.E. 18 gennaio 2000, n. L 12.

*Note all'art. 9:*

— Il testo del comma 7 dell'art. 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239, citata nelle note alle premesse, così recita:

"7. Sono esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i seguenti compiti e funzioni amministrativi:

*a)* le determinazioni inerenti l'importazione e l'esportazione di energia;

*b)* la definizione del quadro di programmazione di settore;

*c)* la determinazione dei criteri generali tecnico-costruttivi e delle norme tecniche essenziali degli impianti di produzione, trasporto, stoccaggio e distribuzione dell'energia, nonché delle caratteristiche tecniche e merceologiche dell'energia importata, prodotta, distribuita e consumata;

*d)* l'emanazione delle norme tecniche volte ad assicurare la prevenzione degli infortuni sul lavoro e la tutela della salute del personale addetto agli impianti di cui alla lettera *c)*;

*e)* l'emanazione delle regole tecniche di prevenzione incendi per gli impianti di cui alla lettera *c)* dirette a disciplinare la sicurezza antincendi con criteri uniformi sul territorio nazionale, spettanti in via esclusiva al Ministero dell'interno sulla base della legislazione vigente;

*f)* l'imposizione e la vigilanza sulle scorte energetiche obbligatorie;

*g)* l'identificazione delle linee fondamentali dell'assetto del territorio nazionale con riferimento all'articolazione territoriale delle reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti;

*h)* la programmazione di grandi reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti;

*i)* l'individuazione delle infrastrutture e degli insediamenti strategici, ai sensi della legge 21 dicembre 2001, n. 443, e del decreto legislativo 20 agosto 2002, n. 190, al fine di garantire la sicurezza strategica, ivi inclusa quella degli approvvigionamenti energetici e del relativo utilizzo, il contenimento dei costi dell'approvvigionamento energetico del Paese, lo sviluppo delle tecnologie innovative per la generazione di energia elettrica e l'adeguamento della strategia nazionale a quella comunitaria per le infrastrutture energetiche;

*l)* l'utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia;

*m)* le determinazioni in materia di rifiuti radioattivi;

*n)* le determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate;

*o)* la definizione dei programmi di ricerca scientifica in campo energetico, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano;

*p)* la definizione dei principi per il coordinato utilizzo delle risorse finanziarie regionali, nazionali e dell'Unione europea, sentita la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281;

*q)* l'adozione di misure temporanee di salvaguardia della continuità della fornitura, in caso di crisi del mercato dell'energia o di gravi rischi per la sicurezza della collettività o per l'integrità delle apparecchiature e degli impianti del sistema energetico;

*r)* la determinazione dei criteri generali a garanzia della sicurezza degli impianti utilizzatori all'interno degli edifici, ferma restando la competenza del Ministero dell'interno in ordine ai criteri generali di sicurezza antincendio.".

— Per i riferimenti normativi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 si veda nelle note alle premesse.

— Gli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, sono così rubricati:

"Art. 14 Conferenza di servizi

Art. 14-*bis* Conferenza semplificata

Art. 14-*ter* Conferenza simultanea

Art. 14-*quater* Decisione della conferenza di servizi

Art. 14-*quinquies* Rimedi per le amministrazioni dissenzienti

Art. 15 Accordi fra pubbliche amministrazioni

Art. 16 Attività consultiva

Art. 17 Valutazioni tecniche

Art. 17-*bis* Silenzio assenso tra amministrazioni pubbliche e tra amministrazioni pubbliche e gestori di beni o servizi pubblici

Art. 18 Autocertificazione

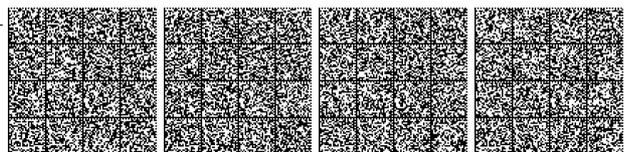
Art. 18-*bis* Presentazione di istanze, segnalazioni o comunicazioni

Art. 19 Segnalazione certificata di inizio attività - Scia

Art. 19-*bis* Concentrazione dei regimi amministrativi

Art. 20 Silenzio assenso

Art. 21 Disposizioni sanzionatorie

Capo IV-*bis* EFFICACIA ED INVALIDITA' DEL PROVVEDIMENTO AMMINISTRATIVO. REVOCA E RECESSO

Art. 21-*bis* Efficacia del provvedimento limitativo della sfera giuridica dei privati

Art. 21-*ter* Esecutorietà

Art. 21-*quater* Efficacia ed esecutività del provvedimento

Art. 21-*quinquies* Revoca del provvedimento

Art. 21-*sexies* Recesso dai contratti

Art. 21-*septies* Nullità del provvedimento

Art. 21-*octies* Annullabilità del provvedimento

Art. 21-*nonies* Annullamento d'ufficio

Capo V ACCESSO AI DOCUMENTI AMMINISTRATIVI

Art. 22 Definizioni e principi in materia di accesso

Art. 23 Ambito di applicazione del diritto di accesso

Art. 24 Esclusione dal diritto di accesso

Art. 25 Modalità di esercizio del diritto di accesso e ricorsi

Art. 26 Obbligo di pubblicazione

Art. 27 Commissione per l'accesso ai documenti amministrativi

Art. 28 Modifica dell'art. 15 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 10 gennaio 1957, n. 3, in materia di segreto di ufficio

Capo VI DISPOSIZIONI FINALI

Art. 29 Ambito di applicazione della legge

Art. 30 Atti di notorietà

Art. 31".

— Il testo dell'art. 17 del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 17. Procedura per la valutazione del rapporto di sicurezza

1. Il CTR di cui all'art. 10 effettua le istruttorie per gli stabilimenti soggetti alla presentazione del rapporto di sicurezza ai sensi dell'art. 15, con oneri a carico dei gestori, e adotta altresì il provvedimento conclusivo. Ove lo stabilimento sia in possesso di autorizzazioni ambientali, il CTR esprime le proprie determinazioni tenendo conto delle prescrizioni ambientali.

2. Per i nuovi stabilimenti o per le modifiche individuate ai sensi dell'art. 18, il CTR avvia l'istruttoria all'atto del ricevimento del rapporto preliminare di sicurezza. Il Comitato, esaminato il rapporto preliminare di sicurezza, effettuati i sopralluoghi eventualmente ritenuti necessari, rilascia il nulla-osta di fattibilità, eventualmente condizionato ovvero, qualora l'esame del rapporto preliminare abbia rilevato gravi carenze per quanto riguarda la sicurezza, formula la proposta di divieto di costruzione, entro quattro mesi dal ricevimento del rapporto preliminare di sicurezza, fatte salve le sospensioni necessarie all'acquisizione di informazioni supplementari, non superiori comunque a due mesi. A seguito del rilascio del nulla-osta di fattibilità il gestore trasmette al CTR il rapporto definitivo di sicurezza relativo al progetto particolareggiato. Il Comitato, esaminato il rapporto definitivo di sicurezza, esprime il parere tecnico conclusivo entro il termine di quattro mesi dal ricevimento del rapporto di sicurezza, comprensivo dei necessari sopralluoghi. Nell'atto che conclude l'istruttoria sono indicate le valutazioni tecniche finali, le eventuali prescrizioni integrative e, qualora le misure che il gestore intende adottare per la prevenzione e per la limitazione delle conseguenze di incidenti rilevanti risultino nettamente inadeguate ovvero non siano state fornite le informazioni richieste, è disposto il divieto di inizio di attività.

3. In tutti gli altri casi il CTR, ricevuto il rapporto di sicurezza, avvia l'istruttoria e, esaminato il rapporto di sicurezza, esprime le valutazioni di propria competenza entro il termine di quattro mesi dall'avvio dell'istruttoria, termine comprensivo dei necessari sopralluoghi, fatte salve le sospensioni necessarie all'acquisizione di informazioni supplementari, che non possono essere comunque superiori a due mesi. Nell'atto che conclude l'istruttoria sono indicate le valutazioni tecniche finali, le eventuali prescrizioni integrative e, qualora le misure adottate dal gestore per la prevenzione e per la limitazione delle conseguenze degli incidenti rilevanti siano nettamente insufficienti, è disposta la limitazione o il divieto di esercizio.

4. Gli atti adottati dal CTR ai sensi dei commi 2 e 3 sono trasmessi agli enti rappresentati nel CTR, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, all'ISPRA, al Ministero dell'interno e alla Prefettura territorialmente competente.

5. Il gestore dello stabilimento partecipa, anche a mezzo di un tecnico di sua fiducia, all'istruttoria tecnica prevista dal presente decreto. La partecipazione può avvenire attraverso l'accesso agli atti del procedimento, la presentazione di eventuali osservazioni scritte e documentazioni integrative, la presenza in caso di sopralluoghi nello stabilimento. Qualora ritenuto necessario dal Comitato, il gestore può essere chiamato a partecipare alle riunioni del Comitato stesso e del gruppo di lavoro incaricato dello svolgimento dell'istruttoria.

6. L'istruttoria per il rilascio del nulla osta di fattibilità comprende la valutazione del progetto delle attività soggette al controllo dei Vigili del fuoco ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 1°(gradi) agosto 2011, n. 151.

7. Le istruttorie di cui ai commi 2 e 3 comprendono sopralluoghi tesi a garantire che i dati e le informazioni contenuti nel rapporto di sicurezza descrivano fedelmente la situazione dello stabilimento e a verificare l'ottemperanza alle prescrizioni. Tali sopralluoghi sono effettuati anche ai fini delle verifiche di prevenzione incendi.".

— La parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, citato nelle note alle premesse, è così rubricata:

"Parte seconda - Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione integrata ambientale (IPPC)".

— Il testo dell'art. 46 del decreto – legge 1° ottobre 2007, n. 159, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 46. Procedure di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto.

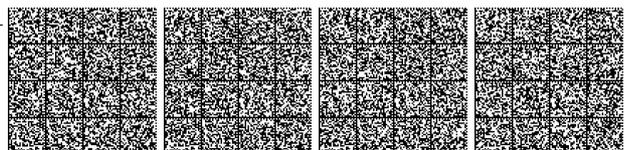
1. Gli atti amministrativi relativi alla costruzione e all'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto e delle opere connesse, ovvero all'aumento della capacità dei terminali esistenti, sono rilasciati a seguito di procedimento unico ai sensi della legge 7 agosto 1990, n. 241, con decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e d'intesa con la regione interessata, previa valutazione di impatto ambientale ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152. Il procedimento di autorizzazione si conclude nel termine massimo di duecento giorni dalla data di presentazione della relativa istanza. L'autorizzazione, ai sensi dell'art. 14-*ter*, comma 9, della legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni, sostituisce ogni autorizzazione, concessione o atto di assenso comunque denominato, ivi compresi la concessione demaniale e il permesso di costruire, fatti salvi la successiva adozione e l'aggiornamento delle relative condizioni economiche e tecnico-operative da parte dei competenti organi del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti.

2. L'autorizzazione di cui al comma 1 sostituisce, anche ai fini urbanistici ed edilizi, fatti salvi gli adempimenti previsti dalle norme di sicurezza, ogni altra autorizzazione, concessione, approvazione, parere e nulla osta comunque denominati necessari alla realizzazione e all'esercizio dei terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto e delle opere connesse o all'aumento della capacità dei terminali esistenti. L'intesa con la regione costituisce variazione degli strumenti urbanistici vigenti o degli strumenti di pianificazione e di coordinamento comunque denominati o sopraordinati alla strumentazione vigente in ambito comunale. Per il rilascio della autorizzazione, ai fini della verifica della conformità urbanistica dell'opera, è fatto obbligo di richiedere il parere motivato degli enti locali nel cui territorio ricadono le opere da realizzare.

3. Nei casi in cui gli impianti di cui al comma 1 siano ubicati in area portuale o in area terrestre ad essa contigua e la loro realizzazione comporti modifiche sostanziali del piano regolatore portuale, il procedimento unico di cui al comma 1 considera contestualmente il progetto di variante del piano regolatore portuale e il progetto di terminale di rigassificazione e il relativo complessivo provvedimento è reso anche in mancanza del parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, di cui all'art. 5, comma 3, della legge 28 gennaio 1994, n. 84. Negli stessi casi, l'autorizzazione di cui al comma 1 è rilasciata di concerto anche con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e costituisce anche approvazione della variante del piano regolatore portuale.".

— Per i riferimenti normativi della legge 29 novembre 2007, n. 222 si veda nelle note alle premesse.

*Note all'art. 10:*

— Per i riferimenti normativi della legge 7 agosto 1990, n. 241 si veda nelle note alle premesse.

— Per il testo dell'art. 46 del decreto – legge 1° ottobre 2007, n. 159, citato nelle note alle premesse, si veda nelle note all'art. 9.

— Per i riferimenti normativi della legge 29 novembre 2007, n. 222 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 21 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 21. Separazione contabile e societaria per le imprese del gas naturale.

1. A decorrere dal 1° gennaio 2002 l'attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è comunque oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas.

2. Entro lo stesso termine di cui al comma 1 l'attività di distribuzione di gas naturale è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas.

3. Entro lo stesso termine di cui al comma 1 la vendita di gas naturale può essere effettuata unicamente da società che non svolgano alcuna altra attività nel settore del gas naturale, salvo l'importazione, l'esportazione, la coltivazione e l'attività di cliente grossista.

4. A decorrere dal 1°(gradi) gennaio 2003 e in deroga a quanto previsto dai commi 2 e 3, le imprese di gas naturale che svolgono nel settore del gas unicamente attività di distribuzione e di vendita e che forniscono meno di centomila clienti finali separano societariamente le stesse attività di distribuzione e di vendita.

5. In deroga a quanto stabilito nei commi precedenti, è fatta salva la facoltà delle imprese del gas di svolgere attività di vendita di gas naturale, a clienti diversi da quelli finali, ai soli fini del bilanciamento del sistema del gas.".

— Il testo dell'art. 25 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 25. Separazione della contabilità

1. Fermo restando quanto stabilito dall'art. 21 del decreto legislativo n. 164 del 2000, le imprese del gas naturale sono tenute alla separazione contabile tra le attività di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione di gas naturale liquefatto, in base ai criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, conformemente alle disposizioni di cui all'art. 31 della direttiva 2009/73/CE.".

— Per i riferimenti normativi del decreto del Presidente della Repubblica 1 agosto 2011, n. 151 si veda nelle note alle premesse.

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 26 giugno 2015, n. 105 si veda nelle note alle premesse.

— Per la rubrica degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, si veda nelle note all'art. 9.

*Note all'art. 11:*

— Il testo dell'art. 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 2. Conclusione del procedimento

1. Ove il procedimento consegua obbligatoriamente ad un'istanza, ovvero debba essere iniziato d'ufficio, le pubbliche amministrazioni hanno il dovere di concluderlo mediante l'adozione di un provvedimento espresso. Se ravvisano la manifesta irricevibilità, inammissibilità, improcedibilità o infondatezza della domanda, le pubbliche amministrazioni concludono il procedimento con un provvedimento espresso redatto in forma semplificata, la cui motivazione può consistere in un sintetico riferimento al punto di fatto o di diritto ritenuto risolutivo.

2. Nei casi in cui disposizioni di legge ovvero i provvedimenti di cui ai commi 3, 4 e 5 non prevedono un termine diverso, i procedimenti amministrativi di competenza delle amministrazioni statali e degli enti pubblici nazionali devono concludersi entro il termine di trenta giorni.

3. Con uno o più decreti del Presidente del Consiglio dei ministri, adottati ai sensi dell'art. 17, comma 3, della legge 23 agosto 1988, n. 400, su proposta dei Ministri competenti e di concerto con i Ministri per la pubblica amministrazione e l'innovazione e per la semplificazione normativa, sono individuati i termini non superiori a novanta giorni entro i quali devono concludersi i procedimenti di competenza delle amministrazioni statali. Gli enti pubblici nazionali stabiliscono, secondo i propri ordinamenti, i termini non superiori a novanta giorni entro i quali devono concludersi i procedimenti di propria competenza.

4. Nei casi in cui, tenendo conto della sostenibilità dei tempi sotto il profilo dell'organizzazione amministrativa, della natura degli interessi pubblici tutelati e della particolare complessità del procedimento, sono indispensabili termini superiori a novanta giorni per la conclusione dei procedimenti di competenza delle amministrazioni statali e degli enti pubblici nazionali, i decreti di cui al comma 3 sono adottati su proposta anche dei Ministri per la pubblica amministrazione e l'innovazione e per la semplificazione normativa e previa deliberazione del Consiglio dei ministri. I termini ivi previsti non possono comunque superare i centottanta giorni, con la sola esclusione dei procedimenti di acquisto della cittadinanza italiana e di quelli riguardanti l'immigrazione.

5. Fatto salvo quanto previsto da specifiche disposizioni normative, le autorità di garanzia e di vigilanza disciplinano, in conformità ai propri ordinamenti, i termini di conclusione dei procedimenti di rispettiva competenza.

6. I termini per la conclusione del procedimento decorrono dall'inizio del procedimento d'ufficio o dal ricevimento della domanda, se il procedimento è ad iniziativa di parte.

7. Fatto salvo quanto previsto dall'art. 17, i termini di cui ai commi 2, 3, 4 e 5 del presente articolo possono essere sospesi, per una sola volta e per un periodo non superiore a trenta giorni, per l'acquisizione di informazioni o di certificazioni relative a fatti, stati o qualità non attestati in documenti già in possesso dell'amministrazione stessa o non direttamente acquisibili presso altre pubbliche amministrazioni. Si applicano le disposizioni dell'art. 14, comma 2.

8. La tutela in materia di silenzio dell'amministrazione è disciplinata dal codice del processo amministrativo, di cui al decreto legislativo 2 luglio 2010, n. 104. Le sentenze passate in giudicato che accolgono il ricorso proposto avverso il silenzio inadempimento dell'amministrazione sono trasmesse, in via telematica, alla Corte dei conti.

9. La mancata o tardiva emanazione del provvedimento costituisce elemento di valutazione della performance individuale, nonché di responsabilità disciplinare e amministrativo-contabile del dirigente e del funzionario inadempiente.

9-*bis*. L'organo di Governo individua, nell'ambito delle figure apicali dell'amministrazione, il soggetto cui attribuire il potere sostitutivo in caso di inerzia. Nell'ipotesi di omessa individuazione il potere sostitutivo si considera attribuito al dirigente generale o, in mancanza, al dirigente preposto all'ufficio o in mancanza al funzionario di più elevato livello presente nell'amministrazione. Per ciascun procedimento, sul sito internet istituzionale dell'amministrazione è pubblicata, in formato tabellare e con collegamento ben visibile nella homepage, l'indicazione del soggetto a cui è attribuito il potere sostitutivo e a cui l'interessato può rivolgersi ai sensi e per gli effetti del comma 9-*ter*. Tale soggetto, in caso di ritardo, comunica senza indugio il nominativo del responsabile, ai fini della valutazione dell'avvio del procedimento disciplinare, secondo le disposizioni del proprio ordinamento e dei contratti collettivi nazionali di lavoro, e, in caso di mancata ottemperanza alle disposizioni del presente comma, assume la sua medesima responsabilità oltre a quella propria.

9-*ter*. Decorso inutilmente il termine per la conclusione del procedimento o quello superiore di cui al comma 7, il privato può rivolgersi al responsabile di cui al comma 9-*bis* perché, entro un termine pari alla metà di quello originariamente previsto, concluda il procedimento attraverso le strutture competenti o con la nomina di un commissario.

9-*quater*. Il responsabile individuato ai sensi del comma 9-*bis*, entro il 30 gennaio di ogni anno, comunica all'organo di Governo, i procedimenti, suddivisi per tipologia e strutture amministrative competenti, nei quali non è stato rispettato il termine di conclusione previsto dalla legge o dai regolamenti. Le Amministrazioni provvedono all'attuazione del presente comma, con le risorse umane, strumentali e finanziarie disponibili a legislazione vigente, senza nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

9-*quinquies*. Nei provvedimenti rilasciati in ritardo su istanza di parte sono espressamente indicati il termine previsto dalla legge o dai regolamenti e quello effettivamente impiegato.".

— Per la rubrica degli articoli 14 e seguenti della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, si veda nelle note all'art. 9.

*Note all'art. 13:*

— Il testo dell'art. 5 della legge 28 gennaio 1994, n. 84, citata nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 5. Programmazione e realizzazione delle opere portuali. Piano regolatore di sistema portuale e piano regolatore portuale

1. Nei porti ricompresi nelle circoscrizioni territoriali di cui all'art. 6, comma 1, l'ambito e l'assetto complessivo dei porti costituenti il sistema, ivi comprese le aree destinate alla produzione industriale, all'attività cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, sono delimitati e disegnati dal piano regolatore di sistema portuale, che individua, altresì, le caratteristiche e la destinazione funzionale delle aree interessate. Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, su proposta del Consiglio superiore dei lavori pubblici, entro il 30 novembre 2016, predispone apposite linee guida per la redazione dei piani regolatori di sistema portuale, delle varianti stralcio e degli adeguamenti tecnico funzionali.

1-*bis*. Nei porti di cui alla categoria II, classe III, con esclusione di quelli aventi le funzioni di cui all'art. 4, comma 3, lettera *e)*, l'ambito e l'assetto complessivo del porto, ivi comprese le aree destinate alla produzione industriale, all'attività cantieristica e alle infrastrutture stradali e ferroviarie, sono delimitati e disegnati dal piano regolatore portuale, che individua, altresì, le caratteristiche e la destinazione funzionale delle aree interessate.

2. Le previsioni del piano regolatore portuale non possono contrastare con gli strumenti urbanistici vigenti.

2-*bis*. Nel caso di strutture o ambiti idonei, allo stato sottoutilizzati o non diversamente utilizzabili per funzioni portuali di preminente interesse pubblico, è valutata con priorità la finalizzazione delle predette strutture ed ambiti ad approdi turistici come definiti dall'art. 2 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 2 dicembre 1997, n. 509.

3. Nei porti di cui al comma 1 nei quali è istituita l'autorità di sistema portuale, il piano regolatore di sistema portuale, corredato del rapporto ambientale di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006, è adottato dal comitato di gestione di cui all'art. 9, previa intesa con il comune o i comuni interessati. Tale piano è, quindi, inviato per il parere al Consiglio superiore dei lavori pubblici, che si esprime entro quarantacinque giorni dal ricevimento dell'atto. Decorso inutilmente tale termine, il parere si intende reso in senso favorevole. Il piano, esaurita la procedura di cui al presente comma e a quella di cui al comma 4, è approvato dalla regione interessata entro trenta giorni decorrenti dalla conclusione della procedura VAS, previa intesa con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti. Qualora non si raggiunga l'intesa si applica la procedura di cui all'art. 14-*quater* della legge 7 agosto 1990, n. 241.

3-*bis*. Nei porti di cui al comma 1-*bis*, nei quali non è istituita l'AdSP, il piano regolatore è adottato e approvato dalla Regione di pertinenza o, ove istituita, dall'autorità di sistema portuale regionale, previa intesa con il comune o i comuni interessati, ciascuno per il proprio ambito di competenza, nel rispetto delle normative vigenti e delle proprie norme regolamentari. Sono fatte salve, altresì, le disposizioni legislative regionali vigenti in materia di pianificazione dei porti di interesse regionali.

3-*ter*. Il Piano Regolatore di Sistema Portuale delle AdSP di cui al comma 1, la cui circoscrizione territoriale è ricompresa in più Regioni, è approvato con atto della Regione ove ha sede la stessa AdSP, previa intesa con le Regioni nel cui territorio sono ricompresi gli altri porti amministrati dalla stessa AdSP e con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti.

4. I piani di cui ai commi 1 e 1-*bis* sono sottoposti, ai sensi della normativa vigente in materia, alla procedura di VAS.

5. Al piano regolatore portuale dei porti di cui ai commi 1 e 1-*bis* aventi le funzioni di cui all'art. 4, comma 3, lettera *b)*, e alle relative varianti, è allegato un rapporto sulla sicurezza dell'ambito portuale ai fini degli adempimenti previsti dal decreto del Presidente della Repubblica 17 maggio 1988, n. 175, sui rischi di incidenti rilevanti connessi con determinate attività industriali e dal decreto del Ministro dell'ambiente 20 maggio 1991, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 126, del 31 maggio 1991. Le varianti al Piano regolatore di Sistema Portuale seguono il medesimo procedimento previsto per l'adozione del Piano Regolatore di Sistema Portuale. Il Presidente del comitato di gestione dell'autorità del sistema portuale, autonomamente o su richiesta della regione o del Comune interessati, può promuovere al Comitato di gestione, per la successiva adozione, varianti-stralcio concernenti la qualificazione funzionale del singolo scalo marittimo. Le varianti-stralcio al piano regolatore di sistema portuale, relative al singolo scalo marittimo, sono sottoposte al procedimento previsto per l'approvazione del piano regolatore di sistema portuale, fermo restando che in luogo della previa intesa con il comune o i comuni interessati è prevista l'acquisizione della dichiarazione di non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti da parte dei medesimi comuni e che in luogo della procedura di VAS si svolge la procedura di verifica di assoggettabilità a VAS ai sensi dell'art. 12 del decreto legislativo n. 152 del 2006. Le varianti-stralcio di porti ricompresi in una AdSP la cui circoscrizione territoriale ricade in più Regioni, è approvato con atto della Regione nel cui territorio è ubicato il porto oggetto di variante-stralcio, sentite le Regioni nel cui territorio sono ricompresi gli altri porti amministrati dalla medesima AdSP, previa intesa con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti. Le modifiche che non alterano in modo sostanziale la struttura del piano regolatore di sistema portuale in termini di obiettivi, scelte strategiche e caratterizzazione funzionale delle aree portuali, relativamente al singolo scalo marittimo, costituiscono adeguamenti tecnico-funzionali del piano regolatore di sistema portuale. Gli adeguamenti tecnico-funzionali sono adottati dal Comitato di gestione dell'Autorità di sistema portuale, previa acquisizione della dichiarazione di non contrasto con gli strumenti urbanistici vigenti da parte del comune o dei comuni interessati. È successivamente acquisito il parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici, che si esprime entro quarantacinque giorni, decorrenti dalla ricezione della proposta di adeguamento tecnico funzionale. L'adeguamento tecnico funzionale è approvato con atto della Regione nel cui territorio è ubicato il porto interessato dall'adeguamento medesimo.

5-*bis*. L'esecuzione delle opere nei porti da parte della Autorità di Sistema Portuale è autorizzata ai sensi della normativa vigente. Fatto salvo quanto previsto dall'art. 5-*bis*, nonché dalle norme vigenti in materia di autorizzazione di impianti e infrastrutture energetiche, nonché di opere ad essi connesse, l'esecuzione di opere nei porti da parte di privati è autorizzata, sotto tutti i profili rilevanti, in esito ad apposita conferenza di servizi convocata dalla autorità di sistema portuale o, laddove non istituita, dalla autorità marittima, ai sensi dell'art. 14 della legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, a cui sono chiamate tutte le Amministrazioni competenti.

6. All'art. 88 del decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616, il n. 1) è sostituito dal seguente:

"1) le opere marittime relative ai porti di cui alla categoria I e alla categoria II, classe I, e le opere di preminente interesse nazionale per la sicurezza dello Stato e della navigazione nonché per la difesa delle coste".

7. Sono di competenza regionale le funzioni amministrative concernenti le opere marittime relative ai porti di cui alla categoria II, classi II e III.

8. Spetta allo Stato l'onere per la realizzazione delle opere nei porti di cui alla categoria I e per la realizzazione delle opere di grande infrastrutturazione nei porti di cui alla categoria II, classi I e II. Le regioni, il comune interessato o l'autorità di sistema portuale possono comunque intervenire con proprie risorse, in concorso o in sostituzione dello Stato, per la realizzazione delle opere di grande infrastrutturazione nei porti di cui alla categoria II, classi I e II. Spetta alla regione o alle regioni interessate l'onere per la realizzazione delle opere di grande infrastrutturazione nei porti di cui alla categoria II, classe III. Le autorità di sistema portuale, a copertura dei costi sostenuti per le opere da esse stesse realizzate, possono imporre soprattasse a carico delle merci imbarcate o sbarcate, oppure aumentare l'entità dei canoni di concessione.

9. Sono considerate opere di grande infrastrutturazione le costruzioni di canali marittimi, di dighe foranee di difesa, di darsene, di bacini e di banchine attrezzate, nonché l'escavazione e l'approfondimento dei fondali. I relativi progetti sono approvati dal Consiglio superiore dei lavori pubblici.

10. Il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, sulla base delle proposte contenute nei piani operativi triennali predisposti dalle autorità di sistema portuale, ai sensi dell'art. 9, comma 3, lettera *a)*, individua annualmente le opere di cui al comma 9 del presente articolo, da realizzare nei porti di cui alla categoria II, classi I e II.

11. Per gli interventi da attuarsi dalle regioni, in conformità ai piani regionali dei trasporti o ai piani di sviluppo economico-produttivo, il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti emana direttive di coordinamento.

11-*bis*.

11-*ter*.

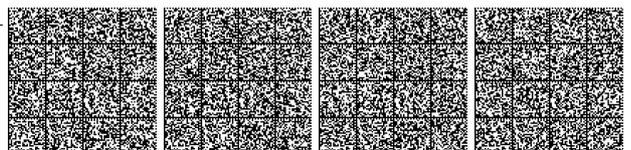
11-*quater*.

11-*quinquies*.

11-*sexies*.".

— Il testo dell'art. 14-*bis* della legge 7 agosto 1990, n. 241, citata nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 14-*bis*. Conferenza semplificata

1. La conferenza decisoria di cui all'art. 14, comma 2, si svolge in forma semplificata e in modalità asincrona, salvo i casi di cui ai commi 6 e 7. Le comunicazioni avvengono secondo le modalità previste dall'art. 47 del decreto legislativo 7 marzo 2005, n. 82.

2. La conferenza è indetta dall'amministrazione procedente entro cinque giorni lavorativi dall'inizio del procedimento d'ufficio o dal ricevimento della domanda, se il procedimento è ad iniziativa di parte. A tal fine l'amministrazione procedente comunica alle altre amministrazioni interessate:

*a)* l'oggetto della determinazione da assumere, l'istanza e la relativa documentazione ovvero le credenziali per l'accesso telematico alle informazioni e ai documenti utili ai fini dello svolgimento dell'istruttoria;

*b)* il termine perentorio, non superiore a quindici giorni, entro il quale le amministrazioni coinvolte possono richiedere, ai sensi dell'art. 2, comma 7, integrazioni documentali o chiarimenti relativi a fatti, stati o qualità non attestati in documenti già in possesso dell'amministrazione stessa o non direttamente acquisibili presso altre pubbliche amministrazioni;

*c)* il termine perentorio, comunque non superiore a quarantacinque giorni, entro il quale le amministrazioni coinvolte devono rendere le proprie determinazioni relative alla decisione oggetto della conferenza, fermo restando l'obbligo di rispettare il termine finale di conclusione del procedimento. Se tra le suddette amministrazioni vi sono amministrazioni preposte alla tutela ambientale, paesaggistico-territoriale, dei beni culturali, o alla tutela della salute dei cittadini, ove disposizioni di legge o i provvedimenti di cui all'art. 2 non prevedano un termine diverso, il suddetto termine è fissato in novanta giorni;

*d)* la data della eventuale riunione in modalità sincrona di cui all'art. 14-*ter*, da tenersi entro dieci giorni dalla scadenza del termine di cui alla lettera *c)*, fermo restando l'obbligo di rispettare il termine finale di conclusione del procedimento.

3. Entro il termine di cui al comma 2, lettera *c)*, le amministrazioni coinvolte rendono le proprie determinazioni, relative alla decisione oggetto della conferenza. Tali determinazioni, congruamente motivate, sono formulate in termini di assenso o dissenso e indicano, ove possibile, le modifiche eventualmente necessarie ai fini dell'assenso. Le prescrizioni o condizioni eventualmente indicate ai fini dell'assenso o del superamento del dissenso sono espresse in modo chiaro e analitico e specificano se sono relative a un vincolo derivante da una disposizione normativa o da un atto amministrativo generale ovvero discrezionalmente apposte per la migliore tutela dell'interesse pubblico.

4. Fatti salvi i casi in cui disposizioni del diritto dell'Unione europea richiedono l'adozione di provvedimenti espressi, la mancata comunicazione della determinazione entro il termine di cui al comma 2, lettera *c)*, ovvero la comunicazione di una determinazione priva dei requisiti previsti dal comma 3, equivalgono ad assenso senza condizioni. Restano ferme le responsabilità dell'amministrazione, nonché quelle dei singoli dipendenti nei confronti dell'amministrazione, per l'assenso reso, ancorché implicito.

5. Scaduto il termine di cui al comma 2, lettera *c)*, l'amministrazione procedente adotta, entro cinque giorni lavorativi, la determinazione motivata di conclusione positiva della conferenza, con gli effetti di cui all'art. 14-*quater*, qualora abbia acquisito esclusivamente atti di assenso non condizionato, anche implicito, ovvero qualora ritenga, sentiti i privati e le altre amministrazioni interessate, che le condizioni e prescrizioni eventualmente indicate dalle amministrazioni ai fini dell'assenso o del superamento del dissenso possano essere accolte senza necessità di apportare modifiche sostanziali alla decisione oggetto della conferenza. Qualora abbia acquisito uno o più atti di dissenso che non ritenga superabili, l'amministrazione procedente adotta, entro il medesimo termine, la determinazione di conclusione negativa della conferenza che produce l'effetto del rigetto della domanda. Nei procedimenti a istanza di parte la suddetta determinazione produce gli effetti della comunicazione di cui all'art. 10-*bis*. L'amministrazione procedente trasmette alle altre amministrazioni coinvolte le eventuali osservazioni presentate nel termine di cui al suddetto articolo e procede ai sensi del comma 2. Dell'eventuale mancato accoglimento di tali osservazioni è data ragione nell'ulteriore determinazione di conclusione della conferenza.

6. Fuori dei casi di cui al comma 5, l'amministrazione procedente, ai fini dell'esame contestuale degli interessi coinvolti, svolge, nella data fissata ai sensi del comma 2, lettera *d)*, la riunione della conferenza in modalità sincrona, ai sensi dell'art. 14-*ter*.

7. Ove necessario, in relazione alla particolare complessità della determinazione da assumere, l'amministrazione procedente può comunque procedere direttamente in forma simultanea e in modalità sincrona, ai sensi dell'art. 14-*ter*. In tal caso indice la conferenza comunicando alle altre amministrazioni le informazioni di cui alle lettere *a)* e *b)* del comma 2 e convocando la riunione entro i successivi quarantacinque giorni. L'amministrazione procedente può altresì procedere in forma simultanea e in modalità sincrona su richiesta motivata delle altre amministrazioni o del privato interessato avanzata entro il termine perentorio di cui al comma 2, lettera *b)*. In tal caso la riunione è convocata nei successivi quarantacinque giorni 2.".

— Il testo dell'art. 3 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

"Art. 3. Infrastrutture coerenti con la strategia energetica nazionale

1. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, d'intesa con la Conferenza Unificata, sono individuate, sulla base degli scenari di cui all'art. 1, comma 2, e in coerenza con il Piano d'Azione Nazionale adottato in attuazione della direttiva 2009/28/CE e con il Piano d'Azione per l'efficienza energetica adottato in attuazione della direttiva 2006/32/CE, con riferimento a grandi aree territoriali e a un adeguato periodo temporale, le necessità minime di realizzazione o di ampliamento di impianti di produzione di energia elettrica, di rigassificazione di gas naturale liquefatto, di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale e di stoccaggio di prodotti petroliferi *e di gas naturale liquefatto*, e le relative infrastrutture di trasmissione e di trasporto di energia, anche di interconnessione con l'estero, tenendo conto della loro effettiva realizzabilità nei tempi previsti, al fine di conseguire gli obiettivi di politica energetica nazionale, anche con riferimento agli obblighi derivanti dall'attuazione delle direttive comunitarie in materia di energia, e di assicurare adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia.

2. Il decreto di cui al comma 1 è aggiornato, con le stesse modalità di cui al comma 1, con cadenza almeno biennale in funzione delle esigenze di conseguimento degli obiettivi indicati allo stesso comma, tenendo conto della effettiva evoluzione della domanda di energia, dell'integrazione del sistema energetico italiano nel mercato interno dell'energia e dell'effettivo grado di avanzamento della realizzazione delle infrastrutture individuate.

3. Le amministrazioni interessate a qualunque titolo nelle procedure autorizzative delle infrastrutture individuate ai sensi del comma 1 attribuiscono ad esse priorità e urgenza negli adempimenti e nelle valutazioni di propria competenza.

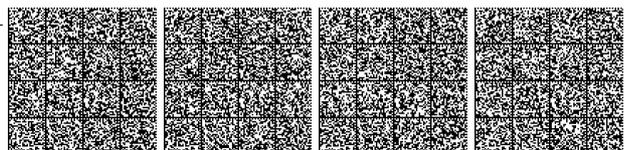
4. Nel caso di mancato rispetto da parte delle amministrazioni regionali competenti dei termini per l'espressione dei pareri o per l'emanazione degli atti di propria competenza, il Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, assegna alla regione interessata un congruo termine, per provvedere, non inferiore comunque a due mesi. Decorso inutilmente il termine di cui al periodo precedente, il Consiglio dei ministri, sentita la regione interessata, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, nomina, ai sensi dell'art. 8, comma 1, della legge 5 giugno 2003, n. 131, un apposito commissario, che provvede all'espressione dei pareri ovvero all'adozione degli atti.

5. Gli impianti e infrastrutture individuati ai sensi del comma 1 sono dichiarati di pubblica utilità, nonché urgenti e indifferibili, ai sensi delle normative vigenti, restando alla valutazione dell'amministrazione competente la possibilità di effettuare tale dichiarazione anche per altri impianti e infrastrutture della stessa tipologia, ove comunque corrispondenti agli obiettivi di cui al comma 1.

6. La corrispondenza agli obiettivi di cui al comma 1 è inclusa tra i criteri di valutazione ai fini del riconoscimento dell'esenzione dall'accesso dei terzi alle infrastrutture prevista per impianti e infrastrutture del sistema elettrico e del gas naturale ai sensi delle vigenti disposizioni comunitarie.

7. Con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, anche ai sensi dell'art. 1, comma 8, lettere *a)*, *b)* e *c)*, e comma 11 della legge 23 agosto 2004, n. 239, sono adottati indirizzi al fine di mantenere in via prioritaria per gli impianti e le infrastrutture individuate ai sensi del comma 1 le misure esistenti volte a facilitare la realizzazione di impianti e infrastrutture di tale tipologia, nonché di attribuire agli impianti e alle infrastrutture non ricadenti negli obiettivi di cui al comma 1 i maggiori costi dei relativi potenziamenti o estensioni delle reti di trasmissione e trasporto di energia necessari alla realizzazione degli stessi impianti e infrastrutture. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas esercita le proprie competenze in materia tariffaria coerentemente con le finalità di cui al presente comma."

— Il testo degli articoli 30 e 45 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 30. Semplificazione per le attività di vendita di gas naturale e di biogas

1. All'art. 1 del decreto legislativo n. 164 del 2000 dopo il comma 2 è aggiunto, in fine, il seguente:

«2-*bis*. Le norme del presente decreto relative al gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto, si applicano in modo non discriminatorio anche al biogas e al gas derivante dalla biomassa o ad altri tipi di gas, nella misura in cui i suddetti gas possono essere iniettati nel sistema del gas naturale e trasportati attraverso tale sistema senza porre problemi di ordine tecnico o di sicurezza.».

2. All'art. 17 del decreto legislativo n. 164 del 2000 i commi da 1 a 4 sono sostituiti dai seguenti:

«1. A decorrere dal 1° gennaio 2012 è operativo presso il Ministero dello sviluppo economico un "Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale a clienti finali", relativo anche alla vendita di gas naturale liquefatto attraverso autocisterne e di gas naturale a mezzo di carri bombolai, nonché di biogas.

2. I soggetti che alla data del presente decreto risultano autorizzati alla vendita di gas naturale a clienti finali, sono direttamente iscritti all'elenco di cui al comma 1.

3. Le società interessate alla inclusione nell'elenco di cui al comma 1 presentano richiesta al Ministero dello sviluppo economico, in base a modalità e requisiti stabiliti con decreto dello stesso Ministero entro la data di cui al comma 1. Il Ministero dello sviluppo economico, entro trenta giorni dalla richiesta, qualora verifichi la non congruità di uno o più dei requisiti richiesti, può sospendere l'iscrizione nell'elenco di cui al comma 1 del soggetto interessato e richiedere allo stesso elementi integrativi.

4. L'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali è pubblicato sul sito internet del Ministero dello sviluppo economico e aggiornato mensilmente. La pubblicazione ha valore di pubblicità ai fini di legge per tutti i soggetti interessati»."

"Art. 45. Poteri sanzionatori

1. Fermo restando quanto previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas irroga sanzioni amministrative pecuniarie in caso di inosservanza delle prescrizioni e degli obblighi previsti dalle seguenti disposizioni:

*a)* articoli 13, 14, 15, 16 e 20 e allegato I del regolamento (CE) n. 714/2009 e degli articoli 36, comma 3, 38, commi 1 e 2, e 41 del presente decreto;

*b)* articoli 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21 e 22 e allegato I del regolamento (CE) n. 715/2009 e degli articoli 4, 8, commi 4 e 5, dell'art. 10, commi 1 e 3, e degli articoli 11, 12, 13, 14, 15, 16, comma 8, 17, commi 4 e 5, 18, 19, 23 e 26 del presente decreto, nonché l'art. 20, commi 5-*bis* e 5-*ter* del decreto legislativo n. 164 del 2000.

2. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas irroga altresì sanzioni amministrative pecuniarie in caso di mancato rispetto delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER o dell'Autorità medesima.

3. Entro trenta giorni dalla notifica dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio, l'impresa destinataria può presentare all'Autorità per l'energia elettrica e il gas impegni utili al più efficace perseguimento degli interessi tutelati dalle norme o dai provvedimenti violati. L'Autorità medesima, valutata l'idoneità di tali impegni, può renderli obbligatori per l'impresa proponente e concludere il procedimento sanzionatorio senza accertare l'infrazione. Qualora il procedimento sia stato avviato per accertare violazioni di decisioni dell'ACER, l'Autorità valuta l'idoneità degli eventuali impegni, sentita l'ACER. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas può riavviare il procedimento sanzionatorio qualora l'impresa contravvenga agli impegni assunti o la decisione si fondi su informazioni incomplete, inesatte o fuorvianti. In questi casi l'Autorità per l'energia elettrica e il gas può irrogare una sanzione amministrativa pecuniaria aumentata fino al doppio di quella che sarebbe stata irrogata in assenza di impegni.

4. Le sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico per violazioni delle disposizioni del presente decreto non possono essere inferiori, nel minimo, a 2.500 euro e non possono superare il 10 per cento del fatturato realizzato dall'impresa verticalmente integrata, o dal gestore di trasmissione, nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio.

5. Ai procedimenti sanzionatori dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas non si applica l'art. 26 della legge 24 novembre 1981, n. 689. Per i procedimenti medesimi, il termine per la notifica degli estremi della violazione agli interessati residenti nel territorio della Repubblica, di cui all'art. 14, comma 2, della legge 24 novembre 1981, n. 689, è di centottanta giorni.

6. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas disciplina, con proprio regolamento, nel rispetto della legislazione vigente in materia, da adottare entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, i procedimenti sanzionatori di sua competenza, in modo da assicurare agli interessati la piena conoscenza degli atti istruttori, il contraddittorio in forma scritta e orale, la verbalizzazione e la separazione tra funzioni istruttorie e funzioni decisorie. Il regolamento disciplina altresì le modalità procedurali per la valutazione degli impegni di cui al comma 3 del presente articolo, nonché, i casi in cui, con l'accordo dell'impresa destinataria dell'atto di avvio del procedimento sanzionatorio, possono essere adottate modalità procedurali semplificate di irrogazione delle sanzioni amministrative pecuniarie.

6-*bis*. Nei casi di particolare urgenza l'Autorità per l'energia elettrica e il gas può, d'ufficio, deliberare, con atto motivato, l'adozione di misure cautelari, anche prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio.

7. Le disposizioni di cui al presente articolo si applicano ai procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas avviati successivamente all'entrata in vigore del presente decreto.

7-*bis*. In caso di violazione persistente da parte del Gestore degli obblighi su di esso incombenti ai sensi della direttiva 2009/73/CE, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico assegna a un gestore di trasporto indipendente tutti o alcuni specifici compiti del Gestore.".

— Il testo dell'art. 3 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, citato nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 3. Norme per l'attività di importazione.

1. L'attività di importazione di gas naturale relativa a contratti di durata superiore ad un anno, effettuata attraverso i punti di entrata della rete nazionale dei gasdotti a mezzo di gasdotti o di terminali di rigassificazione di GNL, o a mezzo di carri bombolai o di autocisterne di gas naturale liquefatto, è soggetta ad autorizzazione del Ministero dello sviluppo economico, rilasciata in base a criteri obiettivi e non discriminatori pubblicati ai sensi dell'art. 29.

2. Il rilascio dell'autorizzazione di cui al comma 1 è subordinato al possesso, nei soggetti richiedenti, dei seguenti requisiti:

*a)* capacità tecniche e finanziarie adeguate al progetto di importazione;

*b)* idonee informazioni e garanzie circa la provenienza del gas naturale;

*c)* affidabilità dell'approvvigionamento, degli impianti di coltivazione e del sistema di trasporto;

*d)*;

*e)*;

3. Nell'ambito della domanda di autorizzazione all'importazione o della comunicazione di cui al comma 7 devono essere indicati gli Stati dove il gas naturale è stato prodotto. Nel caso di acquisto presso un punto di scambio fisico («hub») estero deve essere indicata la composizione media della provenienza del gas naturale dai vari Paesi di produzione.

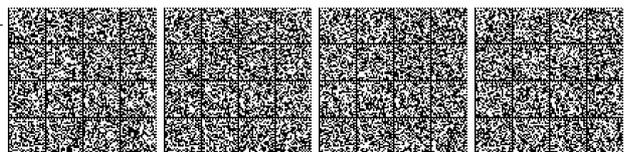
4. L'attività di importazione si intende autorizzata ove il diniego, fondato su motivi obiettivi e non discriminatori, non sia stato espresso entro tre mesi dalla richiesta. Il diniego è comunicato, con la relativa motivazione, al richiedente, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Del provvedimento di diniego è data informazione alla Commissione delle Comunità europee. Il soggetto importatore, contestualmente alla richiesta di autorizzazione di cui al comma 1, trasmette all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, gli elementi di cui al comma 5, lettere *a)*, *b)*, *c)* e *d)*.

5. Le importazioni da Paesi di cui al comma 1 in corso o per le quali è stato già concluso il relativo contratto si intendono autorizzate dalla data di entrata in vigore del presente decreto. Gli importatori devono, a tal fine, adempiere, entro un anno dalla data di entrata in vigore del presente decreto, all'obbligo di cui al comma 2, lettera *d)*, e comunicare al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro sessanta giorni dalla stessa data, per ciascun contratto, i seguenti elementi:

*a)* termini temporali e possibili estensioni previsti dal contratto;

*b)* quantità contrattuali, comprensive delle possibilità di modulazione annuali e stagionali;

*c)* indicazione del Paese dove il gas è stato prodotto e delle strutture di trasporto internazionali utilizzate;

*d)* obblighi comunque connessi al contratto e alla sua esecuzione, rilevanti ai fini della sicurezza del sistema.

6. Per le importazioni di GNL, ai fini del rispetto dell'obbligo di cui all'art. 12, comma 2, le imprese del gas naturale possono computare come stoccaggio strategico il 50 cento della capacità dei serbatoi di stoccaggio presenti nell'impianto di rigassificazione utilizzato, ridotta proporzionalmente al rapporto tra le importazioni effettuate nel corso dell'anno da ciascun soggetto e la capacità totale annuale di importazione dell'impianto.

7. L'attività di importazione di gas naturale di cui al comma 1, relativa a contratti di durata non superiore a un anno, è soggetta a comunicazione, trenta giorni prima del suo inizio, al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, degli elementi di cui al comma 5.

8. I contratti di importazione di gas naturale stipulati successivamente alla data di entrata in vigore del presente decreto devono consentire una modulazione stagionale tale da rendere possibile l'incremento delle quantità importate giornaliere nel periodo di punta stagionale in misura non inferiore al 10%(percento) rispetto al valore medio giornaliero su base annua. Il valore di cui sopra può essere ridotto o annullato, con decreto del Ministero dello sviluppo economico, in funzione delle esigenze di sicurezza del sistema del gas naturale.

9. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, e successivamente con cadenza annuale, le imprese del gas esercenti gasdotti della rete nazionale interconnessi con i sistemi di altri Stati, nonché le imprese esercenti impianti di GNL, comunicano al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas le rispettive capacità impegnate per l'importazione e l'esportazione di gas naturale, nonché quelle disponibili per nuovi impegni contrattuali, riferite a un periodo non inferiore ai dieci anni, tenuto anche conto dei margini di sicurezza per il funzionamento della rete.

10. I dati di cui al comma 9 sono pubblicati nel bollettino ufficiale degli idrocarburi e della geotermia.

11. Le imprese di gas naturale che svolgono attività di importazione sono tenute alla certificazione di bilancio a decorrere dal 1° gennaio 2002.".

— Il testo dell'art. 32 della legge 24 dicembre 2012, n. 234 (Norme generali sulla partecipazione dell'Italia alla formazione e all'attuazione della normativa e delle politiche dell'Unione europea) pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* 4 gennaio 2013, n. 3, così recita:

"Art. 32. Principi e criteri direttivi generali di delega per l'attuazione del diritto dell'Unione europea

1. Salvi gli specifici principi e criteri direttivi stabiliti dalla legge di delegazione europea e in aggiunta a quelli contenuti nelle direttive da attuare, i decreti legislativi di cui all'art. 31 sono informati ai seguenti principi e criteri direttivi generali:

*a)* le amministrazioni direttamente interessate provvedono all'attuazione dei decreti legislativi con le ordinarie strutture amministrative, secondo il principio della massima semplificazione dei procedimenti e delle modalità di organizzazione e di esercizio delle funzioni e dei servizi;

*b)* ai fini di un migliore coordinamento con le discipline vigenti per i singoli settori interessati dalla normativa da attuare, sono introdotte le occorrenti modificazioni alle discipline stesse, anche attraverso il riassetto e la semplificazione normativi con l'indicazione esplicita delle norme abrogate, fatti salvi i procedimenti oggetto di semplificazione amministrativa ovvero le materie oggetto di delegificazione;

*c)* gli atti di recepimento di direttive dell'Unione europea non possono prevedere l'introduzione o il mantenimento di livelli di regolazione superiori a quelli minimi richiesti dalle direttive stesse, ai sensi dell'art. 14, commi 24-*bis*, 24-*ter* e 24-*quater*, della legge 28 novembre 2005, n. 246;

*d)* al di fuori dei casi previsti dalle norme penali vigenti, ove necessario per assicurare l'osservanza delle disposizioni contenute nei decreti legislativi, sono previste sanzioni amministrative e penali per le infrazioni alle disposizioni dei decreti stessi. Le sanzioni penali, nei limiti, rispettivamente, dell'ammenda fino a 150.000 euro e dell'arresto fino a tre anni, sono previste, in via alternativa o congiunta, solo nei casi in cui le infrazioni ledano o espongano a pericolo interessi costituzionalmente protetti. In tali casi sono previste: la pena dell'ammenda alternativa all'arresto per le infrazioni che espongano a pericolo o danneggino l'interesse protetto; la pena dell'arresto congiunta a quella dell'ammenda per le infrazioni che rechino un danno di particolare gravità. Nelle predette ipotesi, in luogo dell'arresto e dell'ammenda, possono essere previste anche le sanzioni alternative di cui agli articoli 53 e seguenti del decreto legislativo 28 agosto 2000, n. 274, e la relativa competenza del giudice di pace. La sanzione amministrativa del pagamento di una somma non inferiore a 150 euro e non superiore a 150.000 euro è prevista per le infrazioni che ledono o espongono a pericolo interessi diversi da quelli indicati dalla presente lettera. Nell'ambito dei limiti minimi e massimi previsti, le sanzioni indicate dalla presente lettera sono determinate nella loro entità, tenendo conto della diversa potenzialità lesiva dell'interesse protetto che ciascuna infrazione presenta in astratto, di specifiche qualità personali del colpevole, comprese quelle che impongono particolari doveri di prevenzione, controllo o vigilanza, nonché del vantaggio patrimoniale che l'infrazione può recare al colpevole ovvero alla persona o all'ente nel cui interesse egli agisce. Ove necessario per assicurare l'osservanza delle disposizioni contenute nei decreti legislativi, sono previste inoltre le sanzioni amministrative accessorie della sospensione fino a sei mesi e, nei casi più gravi, della privazione definitiva di facoltà e diritti derivanti da provvedimenti dell'amministrazione, nonché sanzioni penali accessorie nei limiti stabiliti dal codice penale. Al medesimo fine è prevista la confisca obbligatoria delle cose che servirono o furono destinate a commettere l'illecito amministrativo o il reato previsti dai medesimi decreti legislativi, nel rispetto dei limiti stabiliti dall'art. 240, terzo e quarto comma, del codice penale e dall'art. 20 della legge 24 novembre 1981, n. 689, e successive modificazioni. Entro i limiti di pena indicati nella presente lettera sono previste sanzioni anche accessorie identiche a quelle eventualmente già comminate dalle leggi vigenti per violazioni omogenee e di pari offensività rispetto alle infrazioni alle disposizioni dei decreti legislativi. Nelle materie di cui all'art. 117, quarto comma, della Costituzione, le sanzioni amministrative sono determinate dalle regioni;

*e)* al recepimento di direttive o all'attuazione di altri atti dell'Unione europea che modificano precedenti direttive o atti già attuati con legge o con decreto legislativo si procede, se la modificazione non comporta ampliamento della materia regolata, apportando le corrispondenti modificazioni alla legge o al decreto legislativo di attuazione della direttiva o di altro atto modificato;

*f)* nella redazione dei decreti legislativi di cui all'art. 31 si tiene conto delle eventuali modificazioni delle direttive dell'Unione europea comunque intervenute fino al momento dell'esercizio della delega;

*g)* quando si verifichino sovrapposizioni di competenze tra amministrazioni diverse o comunque siano coinvolte le competenze di più amministrazioni statali, i decreti legislativi individuano, attraverso le più opportune forme di coordinamento, rispettando i principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione e le competenze delle regioni e degli altri enti territoriali, le procedure per salvaguardare l'unitarietà dei processi decisionali, la trasparenza, la celerità, l'efficacia e l'economicità nell'azione amministrativa e la chiara individuazione dei soggetti responsabili;

*h)* qualora non siano di ostacolo i diversi termini di recepimento, vengono attuate con un unico decreto legislativo le direttive che riguardano le stesse materie o che comunque comportano modifiche degli stessi atti normativi;

*i)* è assicurata la parità di trattamento dei cittadini italiani rispetto ai cittadini degli altri Stati membri dell'Unione europea e non può essere previsto in ogni caso un trattamento sfavorevole dei cittadini italiani.".

— Il testo dell'allegato II alla parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, citato nelle note alle premesse, come modificato del presente decreto, così recita:

"Allegato II - Progetti di competenza statale

1) Raffinerie di petrolio greggio (escluse le imprese che producono soltanto lubrificanti dal petrolio greggio), nonché impianti di gassificazione e di liquefazione di almeno 500 tonnellate al giorno di carbone o di scisti bituminosi, nonché terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto.

2) Installazioni relative a:

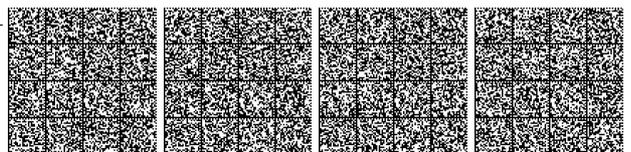
- centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW;

- centrali per la produzione dell'energia idroelettrica con potenza di concessione superiore a 30 MW incluse le dighe ed invasi direttamente asserviti;

- impianti per l'estrazione dell'amianto, nonché per il trattamento e la trasformazione dell'amianto e dei prodotti contenenti amianto;

- centrali nucleari e altri reattori nucleari, compreso lo smaltellamento e lo smontaggio di tali centrali e reattori (esclusi gli impianti di ricerca per la produzione e la lavorazione delle materie fissili e fertili, la cui potenza massima non supera 1 kW di durata permanente termica).

3) Impianti destinati:

- al ritrattamento di combustibili nucleari irradiati;

- alla produzione o all'arricchimento di combustibili nucleari;

- al trattamento di combustibile nucleare irradiato o di residui altamente radioattivi;

- allo smaltimento definitivo dei combustibili nucleari irradiati;

- esclusivamente allo smaltimento definitivo di residui radioattivi;

- esclusivamente allo stoccaggio (previsto per più di dieci anni) di combustibile nucleare irradiato o di residui radioattivi in un sito diverso da quello di produzione;

- al trattamento e allo stoccaggio di residui radioattivi (impianti non compresi tra quelli già individuati nel presente punto), qualora disposto all'esito della verifica di assoggettabilità di cui all'art. 20.

4) Elettrodotti aerei con tensione nominale di esercizio superiore a 150 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 15 km ed elettrodotti in cavo interrato in corrente alternata, con tracciato di lunghezza superiore a 40 chilometri.

4-*bis*) Elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica, facenti parte della rete elettrica di trasmissione nazionale, con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 10 Km.

4-*ter*) Elettrodotti aerei esterni per il trasporto di energia elettrica, facenti parte della rete elettrica di trasmissione nazionale, con tensione nominale superiore a 100 kV e con tracciato di lunghezza superiore a 3 Km, qualora disposto all'esito della verifica di assoggettabilità di cui all'art. 20.

5) Acciaierie integrate di prima fusione della ghisa e dell'acciaio.

6) Impianti chimici integrati, ossia impianti per la produzione su scala industriale, mediante processi di trasformazione chimica, di sostanze, in cui si trovano affiancate varie unità produttive funzionalmente connesse tra di loro:

- per la fabbricazione di prodotti chimici organici di base, con capacità produttiva complessiva annua per classe di prodotto, espressa in milioni di chilogrammi, superiore alle soglie di seguito indicate:

| Classe di prodotto | Soglie (*(asterisco)) (Gg/anno) |
|---|---|
| a) Idrocarburi semplici (lineari o anulari, saturi o insaturi, alifatici o aromatici) | 200 |
| b) Idrocarburi ossigenati, segnatamente alcoli, aldeidi, chetoni, acidi carbossilici, esteri, acetati, eteri, perossidi, resine, epossidi | 200 |
| c) Idrocarburi solforati | 100 |
| d) Idrocarburi azotati, segnatamente ammine, amidi, composti nitrosi, nitrati o nitrici, nitrili, cianati, isocianati | 100 |
| e) Idrocarburi fosforosi | 100 |
| f) Idrocarburi alogenati | 100 |
| g) Composti organometallici | 100 |
| h) Materie plastiche di base (polimeri, fibre sintetiche, fibre a base di cellulosa) | 100 |
| i) Gomme sintetiche | 100 |

- per la fabbricazione di prodotti chimici inorganici di base, con capacità produttiva complessiva annua per classe di prodotto, espressa in milioni di chilogrammi, superiore alle soglie di seguito indicate:

| Classe di prodotto | Soglie (*(asterisco)) (Gg/anno) |
|---|---|
| j) gas, quali ammoniaca, cloro o cloruro di idrogeno, fluoro o fluoruro di idrogeno, ossidi di carbonio, composti di zolfo, ossidi di azoto, idrogeno, biossido di zolfo, bicloruro di carbonile | 100 |
| k) acidi, quali acido cromico, acido fluoridrico, acido fosforico, acido nitrico, acido cloridrico, acido solforico, oleum e acidi solforati | 100 |
| l) basi, quali idrossido d'ammonio, idrossido di potassio, idrossido di sodio | 100 |

- per la fabbricazione di fertilizzanti a base di fosforo, azoto, potassio (fertilizzanti semplici o composti) con capacità produttiva complessiva annua superiore a 300 milioni di chilogrammi (intesa come somma delle capacità produttive relative ai singoli composti elencati nella presente classe di prodotto).

7) Prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi sulla terraferma e in mare.

7-*bis*) Impianti eolici per la produzione di energia elettrica ubicati in mare.

7-*ter*) Attività di esplorazione in mare e sulla terraferma per lo stoccaggio geologico di biossido di carbonio di cui all'art. 3, comma 1, lettera *h)*, del decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162, di recepimento della direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico del biossido di carbonio.

7-*quater*) Impianti geotermici pilota di cui all'art. 1, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, e successive modificazioni.

8) Stoccaggio:

- di prodotti chimici, petrolchimici con capacità complessiva superiore a 80.000 m3;

- superficiale di gas naturali con una capacità complessiva superiore a 80.000 m3;

- di prodotti di gas di petrolio liquefatto *e di gas naturale liquefatto* con capacità complessiva superiore a 40.000 m3;

- di prodotti petroliferi liquidi di capacità complessiva superiore a 80.000 m3;

- di prodotti combustibili solidi con capacità complessiva superiore a 150.000 t.

9) Condutture di diametro superiore a 800 mm e di lunghezza superiore a 40 km;

per il trasporto di gas, petrolio e prodotti chimici, e;

per il trasporto dei flussi di biossido di carbonio (CO2) ai fini dello stoccaggio geologico, comprese le relative stazioni di spinta intermedie.

10) Opere relative a:

- tronchi ferroviari per il traffico a grande distanza nonché aeroporti con piste di atterraggio superiori a 1.500 metri di lunghezza;

- autostrade e strade riservate alla circolazione automobilistica o tratti di esse, accessibili solo attraverso svincoli o intersezioni controllate e sulle quali sono vietati tra l'altro l'arresto e la sosta di autoveicoli;

- strade a quattro o più corsie o raddrizzamento e/o allargamento di strade esistenti a due corsie al massimo per renderle a quattro o più corsie, sempre che la nuova strada o il tratto di strada raddrizzato e/o allargato abbia una lunghezza ininterrotta di almeno 10 km;

- parcheggi interrati che interessano superfici superiori ai 5ha, localizzati nei centri storici o in aree soggette a vincoli paesaggistici decretati con atti ministeriali o facenti parte dei siti UNESCO.

11) Porti marittimi commerciali, nonché vie navigabili e porti per la navigazione interna accessibili a navi di stazza superiore a 1.350 tonnellate. Terminali marittimi, da intendersi quali moli, pontili, boe galleggianti, isole a mare per il carico e lo scarico dei prodotti, collegati con la terraferma e l'esterno dei porti (esclusi gli attracchi per navi traghetto), che possono accogliere navi di stazza superiore a 1.350 tonnellate, comprese le attrezzature e le opere funzionalmente connesse.

12) Interventi per la difesa del mare:

- terminali per il carico e lo scarico degli idrocarburi e sostanze pericolose;

- piattaforme di lavaggio delle acque di zavorra delle navi;

- condotte sottomarine per il trasporto degli idrocarburi;

- sfruttamento minerario piattaforma continentale.

13) Impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque in modo durevole, di altezza superiore a 15 m o che determinano un volume d'invaso superiore ad 1.000.000 m3, nonché impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque a fini energetici in modo durevole, di altezza superiore a 10 m o che determinano un volume d'invaso superiore a 100.000 m3, con esclusione delle opere di confinamento fisico finalizzate alla messa in sicurezza dei siti inquinati.

14) Trivellazioni in profondità per lo stoccaggio dei residui nucleari.

15) Interporti finalizzati al trasporto merci e in favore dell'intermodalità di cui alla legge 4 agosto 1990, n. 240 e successive modifiche, comunque comprendenti uno scalo ferroviario idoneo a formare o ricevere treni completi e in collegamento con porti, aeroporti e viabilità di grande comunicazione.

16) Opere ed interventi relativi a trasferimenti d'acqua che prevedano o possano prevedere trasferimento d'acqua tra regioni diverse e ciò travalichi i comprensori di riferimento dei bacini idrografici istituiti a norma della legge 18 maggio 1989, n. 183.

17) Stoccaggio di gas combustibile in serbatoi sotterranei naturali in unità geologiche profonde e giacimenti esauriti di idrocarburi, nonché siti per lo stoccaggio geologico del biossido di carbonio di cui all'art. 3, comma 1, lettera *c)*, del decreto legislativo 14 settembre 2011, n. 162, di recepimento della direttiva 2009/31/CE relativa allo stoccaggio geologico del biossido di carbonio.

17-*bis*) Impianti per la cattura di flussi di CO2 provenienti da impianti che rientrano nel presente allegato o impianti di cattura nei quali il quantitativo complessivo annuo di CO2 catturato è pari ad almeno 1,5 milioni di tonnellate, ai fini dello stoccaggio geologico a norma del decreto legislativo di recepimento della direttiva 2009/31/CE in materia di stoccaggio geologico di biossido di carbonio;

18) Ogni modifica o estensione dei progetti elencati nel presente allegato, ove la modifica o l'estensione di per sé sono conformi agli eventuali limiti stabiliti nel presente allegato. ".

— Il testo dell'allegato III alla parte II del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, citato nelle note alle premesse, come modificato del presente decreto, così recita:

"Allegato III - Progetti di competenza delle regioni e delle province autonome di Trento e di Bolzano

*a)* Recupero di suoli dal mare per una superficie che superi i 200 ettari.

*b)* Utilizzo non energetico di acque superficiali nei casi in cui la derivazione superi i 1.000 litri al secondo e di acque sotterranee ivi comprese acque minerali e termali, nei casi in cui la derivazione superi i 100 litri al secondo.

*c)* Impianti termici per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda con potenza termica complessiva superiore a 150 MW;

c-*bis*) Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma, con procedimento nel quale è prevista la partecipazione obbligatoria del rappresentante del Ministero per i beni e le attività culturali;

*d)* Impianti industriali destinati:

- alla fabbricazione di pasta per carta a partire dal legno o da altre materie fibrose;

- alla fabbricazione di carta e cartoni con capacità di produzione superiore a 200 tonnellate al giorno.

*e)* Impianti chimici integrati, ossia impianti per la produzione su scala industriale, mediante processi di trasformazione chimica, di sostanze, in cui si trovano affiancate varie unità produttive funzionalmente connesse tra di loro:

- per la fabbricazione di prodotti chimici organici di base (progetti non inclusi nell'Allegato *II)*;

- per la fabbricazione di prodotti chimici inorganici di base (progetti non inclusi nell'Allegato *II)*;

- per la fabbricazione di fertilizzanti a base di fosforo, azoto, potassio (fertilizzanti semplici o composti) (progetti non inclusi nell'Allegato *II)*;

- per la fabbricazione di prodotti di base fitosanitari e di biocidi;

- per la fabbricazione di prodotti farmaceutici di base mediante procedimento chimico o biologico;

- per la fabbricazione di esplosivi.

*f)* Trattamento di prodotti intermedi e fabbricazione di prodotti chimici per una capacità superiore alle 35.000 t/anno di materie prime lavorate.

*g)* Produzione di pesticidi, prodotti farmaceutici, pitture e vernici, elastomeri e perossidi, per insediamenti produttivi di capacità superiore alle 35.000 t/anno di materie prime lavorate.

*h)* Stoccaggio di petrolio, prodotti petroliferi, petrolchimici e chimici pericolosi, ai sensi della legge 29 maggio 1974, n. 256, e successive modificazioni, con capacità complessiva superiore a 40.000 m3.

*h*-bis *Stoccaggio di gas naturale liquefatto, con capacità complessiva superiore a 20000 metri cubi.*

*i)* Impianti per la concia del cuoio e del pellame qualora la capacità superi le 12 tonnellate di prodotto finito al giorno.

*l)* Porti turistici e da diporto quando lo specchio d'acqua è superiore a 10 ettari o le aree esterne interessate superano i 5 ettari oppure i moli sono di lunghezza superiore ai 500 metri.

*m)* Impianti di smaltimento e recupero di rifiuti pericolosi, mediante operazioni di cui all'Allegato B, lettere D1, D5, D9, D10 e D11, ed all'Allegato C, lettera R1, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

*n)* Impianti di smaltimento e recupero di rifiuti non pericolosi, con capacità superiore a 100 t/giorno, mediante operazioni di incenerimento o di trattamento di cui all'Allegato B, lettere D9, D10 e D11, ed all'Allegato C, lettere R1, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

*o)* Impianti di smaltimento dei rifiuti non pericolosi mediante operazioni di raggruppamento o ricondizionamento preliminari e deposito preliminare, con capacità superiore a 200 t/giorno (operazioni di cui all'Allegato B, lettere D13 e D14, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

*p)* Discariche di rifiuti urbani non pericolosi con capacità complessiva superiore a 100.000 m3 (operazioni di cui all'Allegato B, lettere D1 e D5, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152): discariche di rifiuti speciali non pericolosi (operazioni di cui all'Allegato B, lettere D1 e D5, della parte quarta del decreto legislativo n. 152/2006), ad esclusione delle discariche per inerti con capacità complessiva sino a 100.000 m3.

*q)* Impianti di smaltimento di rifiuti non pericolosi mediante operazioni di deposito preliminare, con capacità superiore a 150.000 m3 oppure con capacità superiore a 200 t/giorno (operazioni di cui all'Allegato B, lettera D15, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

*r)* Impianti di depurazione delle acque con potenzialità superiore a 100.000 abitanti equivalenti.

*s)* Cave e torbiere con più di 500.000 m3/a di materiale estratto o di un'area interessata superiore a 20 ettari.

*t)* Dighe ed altri impianti destinati a trattenere, regolare o accumulare le acque in modo durevole, ai fini non energetici, di altezza superiore a 10 m e/o di capacità superiore a 100.000 m3, con esclusione delle opere di confinamento fisico finalizzate alla messa in sicurezza dei siti inquinati.

*u)* Attività di coltivazione sulla terraferma delle sostanze minerali di miniera di cui all'art. 2, comma 2 del regio decreto 29 luglio 1927, n. 1443.

*v)* Attività di coltivazione sulla terraferma delle risorse geotermiche, con esclusione degli impianti geotermici pilota di cui all'art. 1, comma 3-*bis*, del decreto legislativo 11 febbraio 2010, n. 22, e successive modificazioni.

*z)* Elettrodotti aerei per il trasporto di energia elettrica, non facenti parte della rete elettrica di trasmissione nazionale, con tensione nominale superiore 100 kV con tracciato di lunghezza superiore a 10 km.

*aa)* Impianti di smaltimento di rifiuti mediante operazioni di iniezione in profondità, lagunaggio, scarico di rifiuti solidi nell'ambiente idrico, compreso il seppellimento nel sottosuolo marino, deposito permanente (operazioni di cui all'Allegato B, lettere D3, D4, D6, D7 e D12, della parte quarta del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152).

*ab)* Stoccaggio di gas combustibili in serbatoi sotterranei artificiali con una capacità complessiva superiore a 80.000 m3.

*ac)* Impianti per l'allevamento intensivo di pollame o di suini con più di:

- 85.000 posti per polli da ingrasso, 60.000 posti per galline;

- 3.000 posti per suini da produzione (di oltre 30 *kg)* o

- 900 posti per scrofe.

*ad)* Impianti destinati a ricavare metalli grezzi non ferrosi da minerali, nonché concentrati o materie prime secondarie attraverso procedimenti metallurgici, chimici o elettrolitici.

*ae)* Sistemi di ricarica artificiale delle acque freatiche in cui il volume annuale dell'acqua ricaricata sia superiore a 10 milioni di metri cubi.

*af)* Opere per il trasferimento di risorse idriche tra bacini imbriferi inteso a prevenire un'eventuale penuria di acqua, per un volume di acque trasferite superiore a 100 milioni di metri cubi all'anno. In tutti gli altri casi, opere per il trasferimento di risorse idriche tra bacini imbriferi con un'erogazione media pluriennale del bacino in questione superiore a 2.000 milioni di metri cubi all'anno e per un volume di acque trasferite superiore al 5%(percento) di detta erogazione. In entrambi i casi sono esclusi i trasferimenti di acqua potabile convogliata in tubazioni.

af-*bis*) Impianti per la cattura di flussi di CO2 provenienti da impianti che rientrano nel presente allegato.

*ag)* Ogni modifica o estensione dei progetti elencati nel presente allegato, ove la modifica o l'estensione di per sé sono conformi agli eventuali limiti stabiliti nel presente allegato.".

*Note all'art. 15:*

— Il testo dell'art. 4 del decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

"Art. 4 (L). Regolamenti edilizi comunali (legge 17 agosto 1942, n. 1150, art. 33)

1. Il regolamento che i comuni adottano ai sensi dell'art. 2, comma 4, deve contenere la disciplina delle modalità costruttive, con particolare riguardo al rispetto delle normative tecnico-estetiche, igienico-sanitarie, di sicurezza e vivibilità degli immobili e delle pertinenze degli stessi.

1-*bis*.

1-*ter. Entro il 31 dicembre 2017, i Comuni adeguano il regolamento di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza dalla medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, nonché per gli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia di primo livello di cui all'allegato 1, punto 1.4.1 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 26 giugno 2015, la predisposizione all'allaccio per la possibile installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto, siano essi pertinenziali o no, in conformità alle disposizioni edilizie di dettaglio fissate nel regolamento stesso e, relativamente ai soli edifici residenziali di nuova costruzione con almeno 10 unità abitative, per un numero di spazi a parcheggio e box auto non inferiore al 20 per cento di quelli totali.*

1-*quater*. Decorso inutilmente il termine di cui al comma 1-*ter* del presente articolo, le regioni applicano, in relazione ai titoli abilitativi edilizi difformi da quanto ivi previsto, i poteri inibitori e di annullamento stabiliti nelle rispettive leggi regionali o, in difetto di queste ultime, provvedono ai sensi dell'art. 39.

1-*quinquies*. Le disposizioni di cui ai commi 1-*ter* e 1-*quater* non si applicano agli immobili di proprietà delle amministrazioni pubbliche.

1-*sexies*. Il Governo, le regioni e le autonomie locali, in attuazione del principio di leale collaborazione, concludono in sede di Conferenza unificata accordi ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, o intese ai sensi dell'art. 8 della legge 5 giugno 2003, n. 131, per l'adozione di uno schema di regolamento edilizio-tipo, al fine di semplificare e uniformare le norme e gli adempimenti. Ai sensi dell'art. 117, secondo comma, lettere *e)* e *m)*, della Costituzione, tali accordi costituiscono livello essenziale delle prestazioni, concernenti la tutela della concorrenza e i diritti civili e sociali che devono essere garantiti su tutto il territorio nazionale. Il regolamento edilizio-tipo, che indica i requisiti prestazionali degli edifici, con particolare riguardo alla sicurezza e al risparmio energetico, è adottato dai comuni nei termini fissati dai suddetti accordi, comunque entro i termini previsti dall'articolo 2 della legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni.

2. Nel caso in cui il comune intenda istituire la Commissione edilizia, il regolamento indica gli interventi sottoposti al preventivo parere di tale organo consultivo.".

— Il testo dell'art. 17–quinquies del decreto – legge 22 giugno 2012, n. 83, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

"Art. 17-*quinquies*. Semplificazione dell'attività edilizia e diritto ai punti di ricarica

1. Al comma 2 dell'art. 4 del testo unico di cui al decreto del Presidente della Repubblica 6 giugno 2001, n. 380, sono premessi i seguenti:

«1-*ter*. Entro il 1º giugno 2014, i comuni adeguano il regolamento di cui al comma 1 prevedendo, con decorrenza dalla medesima data, che ai fini del conseguimento del titolo abilitativo edilizio sia obbligatoriamente prevista, per gli edifici di nuova costruzione ad uso diverso da quello residenziale con superficie utile superiore a 500 metri quadrati e per i relativi interventi di ristrutturazione edilizia, l'installazione di infrastrutture elettriche per la ricarica dei veicoli idonee a permettere la connessione di una vettura da ciascuno spazio a parcheggio coperto o scoperto e da ciascun box per auto, siano essi pertinenziali o no, in conformità alle disposizioni edilizie di dettaglio fissate nel regolamento stesso.

1-*quater*. Decorso inutilmente il termine di cui al comma 1-*ter* del presente articolo, le regioni applicano, in relazione ai titoli abilitativi edilizi difformi da quanto ivi previsto, i poteri inibitori e di annullamento stabiliti nelle rispettive leggi regionali o, in difetto di queste ultime, provvedono ai sensi dell'art. 39.

1-*quinquies*. Le disposizioni di cui ai commi 1-*ter* e 1-*quater* non si applicano agli immobili di proprietà delle amministrazioni pubbliche».

2. Fatto salvo il regime di cui all'art. 1102 del codice civile, le opere edilizie per l'installazione delle infrastrutture di ricarica elettrica dei veicoli in edifici in condominio sono approvate dall'assemblea di condominio, in prima o in seconda convocazione, con le maggioranze previste dall'art. 1136, *primo, secondo e terzo comma del codice civile*.

3. Nel caso in cui il condominio rifiuti di assumere, o non assuma entro tre mesi dalla richiesta fatta per iscritto, le deliberazioni di cui al comma 2, il condomino interessato può installare, a proprie spese, i dispositivi di cui al citato comma 2, secondo le modalità ivi previste. Resta fermo quanto disposto dagli articoli 1120, secondo comma, e 1121, terzo comma, del codice civile.".

— Il testo dell'art. 17– terdecies del decreto – legge 22 giugno 2012, n. 83, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

"Art. 17-*terdecies*. Norme per il sostegno e lo sviluppo della riqualificazione elettrica dei veicoli circolanti

1. Per le modifiche delle caratteristiche costruttive e funzionali dei veicoli in circolazione delle categorie internazionali L, M e N1, consistenti nella trasformazione degli stessi in veicoli il cui motore sia ad esclusiva trazione elettrica, si applica l'art. 75, comma 3-*bis*, del codice della strada, di cui al decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285.

*2. Sino all'adozione dei decreti di cui al comma 1, si applicano i medesimi sistemi, componenti identità tecniche, nonché le idonee procedure per la loro installazione quali elementi di sostituzione o di integrazione di parti dei veicoli, su tipi di autovetture e motocicli nuovi in circolazione.".*

— Per i riferimenti normativi della legge 7 agosto 2012, n. 134 si veda nelle note alle premesse.

— Il testo dell'art. 23 del decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5 (Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo) pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 9 febbraio 2012, n. 33, S.O., come modificato dal presente decreto, così recita:

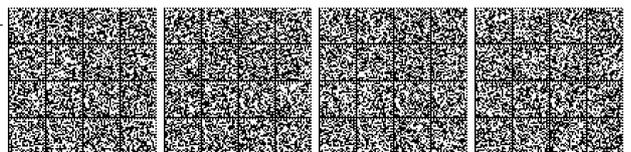
"Art. 23. Autorizzazione unica in materia ambientale per le piccole e medie imprese

1. Ferme restando le disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale di cui al titolo 3-*bis* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, al fine di semplificare le procedure e ridurre gli oneri per le PMI e per gli impianti non soggetti alle citate disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale, anche sulla base dei risultati delle attività di misurazione degli oneri amministrativi di cui all'art. 25 del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133, il Governo è autorizzato ad emanare un regolamento ai sensi dell'art. 17, comma 2, della legge 23 agosto 1988, n. 400, su proposta del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del Ministro per la pubblica amministrazione e la semplificazione e del Ministro dello sviluppo economico, sentita la Conferenza unificata di cui al decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, volto a disciplinare l'autorizzazione unica ambientale e a semplificare gli adempimenti amministrativi delle piccole e medie imprese e degli impianti non soggetti alle disposizioni in materia di autorizzazione integrata ambientale, in base ai seguenti principi e criteri direttivi, nel rispetto di quanto previsto dagli articoli 20, 20-*bis* e 20-*ter*, della legge 15 marzo 1997, n. 59, e successive modificazioni:

*a)* l'autorizzazione sostituisce ogni atto di comunicazione, notifica ed autorizzazione previsto dalla legislazione vigente in materia ambientale;

*b)* l'autorizzazione unica ambientale è rilasciata da un unico ente;

*c)* il procedimento deve essere improntato al principio di proporzionalità degli adempimenti amministrativi in relazione alla dimensione dell'impresa e al settore di attività, nonché all'esigenza di tutela degli interessi pubblici e non dovrà comportare l'introduzione di maggiori oneri a carico delle imprese.

2. Il regolamento di cui al comma 1 è emanato entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto e dalla data di entrata in vigore del medesimo regolamento sono identificate le norme, anche di legge, regolatrici dei relativi procedimenti che sono abrogate dalla data di entrata in vigore del medesimo regolamento.

2-*bis*. La realizzazione delle infrastrutture di ricarica dei veicoli elettrici è sottoposta alla disciplina della segnalazione certificata di inizio attività di cui all'art. 19 della legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni.

2-ter. *Con decreto del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, da emanarsi entro trenta giorni, sono individuate le dichiarazioni, attestazioni, asseverazioni, nonché gli elaborati tecnici da presentare a corredo della segnalazione certificata di inizio attività di cui al comma 2-*bis*.".*

*Note all'art. 16:*

— Per i riferimenti normativi del decreto legislativo 11 febbraio 1998, n. 32 si veda nelle note alle premesse.

*Note all'art. 17:*

— Il testo dell'art. 158 del decreto legislativo 30 aprile 1992, n. 285, citato nelle note alle premesse, come modificato dal presente decreto, così recita:

"Art. 158. Divieto di fermata e di sosta dei veicoli

1. La fermata e la sosta sono vietate:

*a)* in corrispondenza o in prossimità dei passaggi a livello e sui binari di linee ferroviarie o tramviarie o così vicino ad essi da intralciarne la marcia;

*b)* nelle gallerie, nei sottovia, sotto i sovrapassaggi, sotto i fornici e i portici, salvo diversa segnalazione;

*c)* sui dossi e nelle curve e, fuori dei centri abitati e sulle strade urbane di scorrimento, anche in loro prossimità;

*d)* in prossimità e in corrispondenza di segnali stradali verticali e semaforici in modo da occultarne la vista, nonché in corrispondenza dei segnali orizzontali di preselezione e lungo le corsie di canalizzazione;

*e)* fuori dei centri abitati, sulla corrispondenza e in prossimità delle aree di intersezione;

*f)* nei centri abitati, sulla corrispondenza delle aree di intersezione e in prossimità delle stesse a meno di 5 m dal prolungamento del bordo più vicino della carreggiata trasversale, salvo diversa segnalazione;

*g)* sui passaggi e attraversamenti pedonali e sui passaggi per ciclisti, nonché sulle piste ciclabili e agli sbocchi delle medesime;

*h)* sui marciapiedi, salvo diversa segnalazione;

*h*-bis*) negli spazi riservati alla fermata e alla sosta dei veicoli elettrici in ricarica.*

2. La sosta di un veicolo è inoltre vietata:

*a)* allo sbocco dei passi carrabili;

*b)* dovunque venga impedito di accedere ad un altro veicolo regolarmente in sosta, oppure lo spostamento di veicoli in sosta;

*c)* in seconda fila, salvo che si tratti di veicoli a due ruote, due ciclomotori a due ruote o due motocicli;

*d)* negli spazi riservati allo stazionamento e alla fermata degli autobus, dei filobus e dei veicoli circolanti su rotaia e, ove questi non siano delimitati, a una distanza dal segnale di fermata inferiore a 15 m, nonché negli spazi riservati allo stazionamento dei veicoli in servizio di piazza;

*e)* sulle aree destinate al mercato e ai veicoli per il carico e lo scarico di cose, nelle ore stabilite;

*f)* sulle banchine, salvo diversa segnalazione;

*g)* negli spazi riservati alla fermata o alla sosta dei veicoli per persone invalide di cui all'art. 188 e in corrispondenza degli scivoli o dei raccordi tra i marciapiedi, rampe o corridoi di transito e la carreggiata utilizzati dagli stessi veicoli;

*h)* nelle corsie o carreggiate riservate ai mezzi pubblici;

*i)* nelle aree pedonali urbane;

*l)* nelle zone a traffico limitato per i veicoli non autorizzati;

*m)* negli spazi asserviti ad impianti o attrezzature destinate a servizi di emergenza o di igiene pubblica indicati dalla apposita segnaletica;

*n)* davanti ai cassonetti dei rifiuti urbani o contenitori analoghi;

*o)* limitatamente alle ore di esercizio, in corrispondenza dei distributori di carburante ubicati sulla sede stradale ed in loro prossimità sino a 5 m prima e dopo le installazioni destinate all'erogazione.

3. Nei centri abitati è vietata la sosta dei rimorchi quando siano staccati dal veicolo trainante, salvo diversa segnalazione.

4. Durante la sosta e la fermata il conducente deve adottare le opportune cautele atte a evitare incidenti ed impedire l'uso del veicolo senza il suo consenso.

5. Chiunque viola le disposizioni del comma 1 e delle lettere *d)*, *g)* e *h)* del comma 2 è soggetto alla sanzione amministrativa del pagamento di una somma da euro 40 ad euro 164 per i ciclomotori e i motoveicoli a due ruote e da euro 85 ad euro 338 per i restanti veicoli.

6. Chiunque viola le altre disposizioni del presente articolo è soggetto alla sanzione amministrativa del pagamento di una somma da euro 24 ad euro 98 per i ciclomotori e i motoveicoli a due ruote e da euro 41 ad euro 169 per i restanti veicoli.

7. Le sanzioni di cui al presente articolo si applicano per ciascun giorno di calendario per il quale si protrae la violazione.".

— Il testo dell'art. 8 della legge 5 giugno 2003, n. 131, citata nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 8. Attuazione dell'art. 120 della Costituzione sul potere sostitutivo.

1. Nei casi e per le finalità previsti dall'art. 120, secondo comma, della Costituzione, il Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro competente per materia, anche su iniziativa delle Regioni o degli enti locali, assegna all'ente interessato un congruo termine per adottare i provvedimenti dovuti o necessari; decorso inutilmente tale termine, il Consiglio dei ministri, sentito l'organo interessato, su proposta del Ministro competente o del Presidente del Consiglio dei ministri, adotta i provvedimenti necessari, anche normativi, ovvero nomina un apposito commissario. Alla riunione del Consiglio dei ministri partecipa il Presidente della Giunta regionale della Regione interessata al provvedimento.

2. Qualora l'esercizio del potere sostitutivo si renda necessario al fine di porre rimedio alla violazione della normativa comunitaria, gli atti ed i provvedimenti di cui al comma 1 sono adottati su proposta del Presidente del Consiglio dei ministri o del Ministro per le politiche comunitarie e del Ministro competente per materia. L'art. 11 della legge 9 marzo 1989, n. 86, è abrogato.

3. Fatte salve le competenze delle Regioni a statuto speciale, qualora l'esercizio dei poteri sostitutivi riguardi Comuni, Province o Città metropolitane, la nomina del commissario deve tenere conto dei princìpi di sussidiarietà e di leale collaborazione. Il commissario provvede, sentito il Consiglio delle autonomie locali qualora tale organo sia stato istituito.

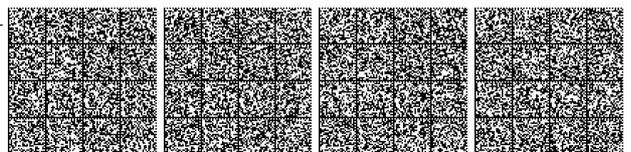
4. Nei casi di assoluta urgenza, qualora l'intervento sostitutivo non sia procrastinabile senza mettere in pericolo le finalità tutelate dall'art. 120 della Costituzione, il Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro competente, anche su iniziativa delle Regioni o degli enti locali, adotta i provvedimenti necessari, che sono immediatamente comunicati alla Conferenza Stato-Regioni o alla Conferenza Stato-Città e autonomie locali, allargata ai rappresentanti delle Comunità montane, che possono chiederne il riesame.

5. I provvedimenti sostitutivi devono essere proporzionati alle finalità perseguite.

6. Il Governo può promuovere la stipula di intese in sede di Conferenza Stato-Regioni o di Conferenza unificata, dirette a favorire l'armonizzazione delle rispettive legislazioni o il raggiungimento di posizioni unitarie o il conseguimento di obiettivi comuni; in tale caso è esclusa l'applicazione dei commi 3 e 4 dell'art. 3 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281. Nelle materie di cui all'art. 117, terzo e quarto comma, della Costituzione non possono essere adottati gli atti di indirizzo e di coordinamento di cui all'art. 8 della legge 15 marzo 1997, n. 59, e all'art. 4 del decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112.".

*Note all'art. 18:*

— Il testo dell'art. 11 della legge 23 dicembre 1992, n. 498, citata nelle note alle premesse, così recita:

"Art. 11. 1. Il Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE), su proposta del Ministro dei lavori pubblici, di concerto con il Ministro del tesoro e con il Ministro del bilancio e della programmazione economica, emana direttive per la concessione della garanzia dello Stato di cui all'art. 3 della legge 24 luglio 1961, n. 729, come da ultimo sostituito dall'art. 9 della legge 28 aprile 1971, n. 287, per la revisione delle convenzioni e degli atti aggiuntivi che disciplinano le concessioni autostradali, nonché per la revisione, a partire dall'anno 1994, delle tariffe autostradali, tenuto conto dei piani finanziari, delle variazioni del costo della vita, dei volumi del traffico e dei dati scaturenti dagli indicatori di produttività.

2. Le tariffe di pedaggio autostradale sono fissate, conformemente alle direttive del CIPE, con decreto del Ministro dei lavori pubblici, di concerto con il Ministro del tesoro e con il Ministro del bilancio e della programmazione economica.

3. Il Ministro dei lavori pubblici, di concerto con il Ministro del tesoro e con il Ministro del bilancio e della programmazione economica, è autorizzato a modificare, con proprio decreto, l'entità dei sovrapprezzi di cui all'art. 11, comma 2, della legge 29 dicembre 1990, n. 407 , e a determinare, conformemente alle direttive del CIPE, nell'ambito della viabilità primaria ed autostradale, criteri e finalità di utilizzo di detti sovrapprezzi, sentite le competenti commissioni parlamentari.

4. Il Ministro dei lavori pubblici indica, con proprio decreto, il quadro informativo dei dati economici, finanziari, tecnici e gestionali che le società concessionarie devono annualmente trasmettere all'Azienda nazionale autonoma delle strade (ANAS).

5. Le società concessionarie autostradali sono soggette ai seguenti obblighi:

*a)* certificare il bilancio, anche se non quotate in borsa, ai sensi del decreto del Presidente della Repubblica 31 marzo 1975, n. 136, in quanto applicabile;

*b)* mantenere adeguati requisiti di solidità patrimoniale, come individuati nelle convenzioni;

*c)* provvedere, nel caso di concessionari che non sono amministrazioni aggiudicatrici, agli affidamenti a terzi di lavori nel rispetto delle disposizioni di cui agli articoli 142, comma 4, e 253, comma 25, del codice di cui al decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163;

*d)* sottoporre gli schemi dei bandi di gara delle procedure di aggiudicazione all'approvazione di ANAS Spa, che deve pronunciarsi entro trenta giorni dal loro ricevimento: in caso di inutile decorso del termine si applica l'art. 20 della legge 7 agosto 1990, n. 241; vietare la partecipazione alle gare per l'affidamento di lavori alle imprese comunque collegate ai concessionari, che siano realizzatrici della relativa progettazione. Di conseguenza, cessa di avere applicazione, a decorrere dal 3 ottobre 2006, la deliberazione del Consiglio dei ministri in data 16 maggio 1997, relativa al divieto di partecipazione all'azionariato stabile di Autostrade Spa di soggetti che operano in prevalenza nei settori delle costruzioni e della mobilità;

*e)* prevedere nel proprio statuto idonee misure atte a prevenire i conflitti di interesse degli amministratori, e, per gli stessi, speciali requisiti di onorabilità e professionalità, nonché, per almeno alcuni di essi, di indipendenza;

*f)* nei casi di cui alle lettere *c)* e *d)*, le commissioni di gara per l'aggiudicazione dei contratti sono nominate dal Ministro delle infrastrutture. Restano fermi i poteri di vigilanza dell'Autorità di cui all'art. 6 del codice di cui al decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163. La composizione del consiglio dell'Autorità è aumentata di due membri con oneri a carico del suo bilancio. Il presidente dell'Autorità è scelto fra i componenti del consiglio.

5-*bis*. Con decreto del Ministro delle infrastrutture sono stabiliti i casi in cui i progetti relativi alle opere da realizzare da parte di ANAS S.p.a. e delle altre concessionarie devono essere sottoposte al parere del Consiglio superiore dei lavori pubblici per la loro valutazione tecnico-economica.

5-*ter*. L'affidamento dei servizi di distribuzione carbolubrificanti e delle attività commerciali e ristorative nelle aree di servizio delle reti autostradali, in deroga rispetto a quanto previsto nelle lettere *c)* ed *f)* del comma 5, avviene secondo i seguenti princìpi:

*a)* verifica preventiva della sussistenza delle capacità tecnico-organizzative ed economiche dei concorrenti allo scopo di garantire un adeguato livello e la regolarità del servizio, secondo quanto disciplinato dalla normativa di settore;

*b)* valutazione delle offerte dei concorrenti che valorizzino l'efficienza, la qualità e la varietà dei servizi, gli investimenti in coerenza con la durata degli affidamenti e la pluralità dei marchi. I processi di selezione devono assicurare una prevalente importanza al progetto tecnico-commerciale rispetto alle condizioni economiche proposte;

*c)* modelli contrattuali idonei ad assicurare la competitività dell'offerta in termini di qualità e disponibilità dei servizi nonché dei prezzi dei prodotti oil e non oil.

6. Sono abrogate le disposizioni di cui all'art. 15, quinto comma, lettera *a)*, della legge 12 agosto 1982, n. 531 , e le disposizioni di cui all'art. 11, comma 3, della legge 29 dicembre 1990, n. 407.".

— Per i riferimenti normativi del decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327 si veda nelle note alle premesse.

*Note all'art. 21:*

— Il testo dell'art. 17-*septies* del citato decreto – legge 22 giugno 2012, n. 83, come modificato dal presente decreto, così recita:

"Art. 17-*septies*. Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica

1. Al fine di garantire in tutto il territorio nazionale i livelli minimi uniformi di accessibilità del servizio di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto, con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE), d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, su proposta del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, è approvato il Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica, di seguito denominato "Piano nazionale".

2. *(abrogato).*

3. Il Piano nazionale ha ad oggetto la realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica nonché interventi di recupero del patrimonio edilizio finalizzati allo sviluppo delle medesime reti.

4. Il Piano nazionale definisce le linee guida per garantire lo sviluppo unitario del servizio di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica nel territorio nazionale, sulla base di criteri oggettivi che tengono conto dell'effettivo fabbisogno presente nelle diverse realtà territoriali, valutato sulla base dei concorrenti profili della congestione di traffico veicolare privato, della criticità dell'inquinamento atmosferico e dello sviluppo della rete stradale urbana ed extraurbana e di quella autostradale. In particolare, il Piano nazionale prevede:

*a)* l'istituzione di un servizio di ricarica dei veicoli, a partire dalle aree urbane, applicabile nell'ambito del trasporto privato e pubblico e conforme agli omologhi servizi dei Paesi dell'Unione europea, al fine di garantirne l'interoperabilità in ambito internazionale;

*b)* l'introduzione di procedure di gestione del servizio di ricarica di cui alla lettera *a)* basate sulle peculiarità e sulle potenzialità delle infrastrutture relative ai contatori elettronici, con particolare attenzione:

1) all'assegnazione dei costi di ricarica al cliente che la effettua, identificandolo univocamente;

2) alla predisposizione di un sistema di tariffe differenziate;

3) alla regolamentazione dei tempi e dei modi di ricarica, coniugando le esigenze dei clienti con l'ottimizzazione delle disponibilità della rete elettrica, assicurando la realizzazione di una soluzione compatibile con le regole del libero mercato che caratterizzano il settore elettrico;

*c)* l'introduzione di agevolazioni, anche amministrative, in favore dei titolari e dei gestori degli impianti di distribuzione del carburante per l'ammodernamento degli impianti attraverso la realizzazione di infrastrutture di ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica;

*d)* la realizzazione di programmi integrati di promozione dell'adeguamento tecnologico degli edifici esistenti;

*e)* la promozione della ricerca tecnologica volta alla realizzazione di reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

5. Il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti promuove la stipulazione di appositi accordi di programma, approvati con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, previa deliberazione del CIPE, d'intesa con la Conferenza unificata di cui all'art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, e successive modificazioni, al fine di concentrare gli interventi previsti dal comma 4 nei singoli contesti territoriali in funzione delle effettive esigenze, promuovendo e valorizzando la partecipazione di soggetti pubblici e privati, ivi comprese le società di distribuzione dell'energia elettrica. Decorsi novanta giorni senza che sia stata raggiunta la predetta intesa, gli accordi di programma possono essere comunque approvati.

6. Per la migliore realizzazione dei programmi integrati di cui al comma 4, lettera *d)*, i comuni e le province possono associarsi ai sensi del testo unico delle leggi sull'ordinamento degli enti locali, di cui al decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 267. I programmi integrati sono dichiarati di interesse strategico nazionale e alla loro attuazione si provvede secondo la normativa vigente.

7. I comuni possono accordare l'esonero e le agevolazioni in materia di tassa per l'occupazione di spazi ed aree pubbliche stabiliti dall'art. 1, comma 4, della legge 27 dicembre 1997, n. 449, in favore dei proprietari di immobili che eseguono interventi diretti all'installazione e

all'attivazione di infrastrutture di ricarica elettrica veicolare dei veicoli alimentati ad energia elettrica.

8. Ai fini del finanziamento del Piano nazionale, è istituito nello stato di previsione del Ministero delle infrastrutture e dei trasporti un apposito fondo, con una dotazione pari a 20 milioni di euro per l'anno 2013 e a 15 milioni di euro per ciascuno degli anni 2014 e 2015.

9. A valere sulle risorse di cui al comma 8, il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti partecipa al cofinanziamento, fino a un massimo del 50 per cento delle spese sostenute per l'acquisto e per l'installazione degli impianti, dei progetti presentati dalle regioni e dagli enti locali relativi allo sviluppo delle reti infrastrutturali per la ricarica dei veicoli nell'ambito degli accordi di programma di cui al comma 5.

10. Ai fini del tempestivo avvio degli interventi prioritari e immediatamente realizzabili, previsti in attuazione del Piano nazionale, parte del fondo di cui al comma 8, per un ammontare pari a 5 milioni di euro per l'anno 2013, è destinata alla risoluzione delle più rilevanti esigenze nelle aree urbane ad alta congestione di traffico. Alla ripartizione di tale importo tra le regioni interessate si provvede con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti, previo accordo in sede di Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e di Bolzano."

— Per i riferimenti normativi della legge 7 agosto 2012, n. 134 si veda nelle note alle premesse.

*Note all'art. 23:*

— Il testo del comma 110 dell'art. 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239, citata nelle note alle premesse, così recita:

"110. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente legge le spese per le attività svolte dagli uffici della Direzione generale per l'energia e le risorse minerarie del Ministero delle attività produttive, quali autorizzazioni, permessi o concessioni, volte alla realizzazione e alla verifica di impianti e di infrastrutture energetiche di competenza statale il cui valore sia di entità superiore a 5 milioni di euro, salvo esclusione disposta con decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro delle attività produttive, per le relative istruttorie tecniche e amministrative e per le conseguenti necessità logistiche e operative, sono poste a carico del soggetto richiedente tramite il versamento di un contributo di importo non superiore allo 1 per mille del valore delle opere da realizzare. L'obbligo di versamento non si applica agli impianti o alle infrastrutture per i quali alla data di entrata in vigore della presente legge si sia già conclusa l'istruttoria.".

— Il testo dell'art. 30 della legge 24 dicembre 2012, n. 234, citata nelle note all'art. 13, così recita:

"Art. 30. Contenuti della legge di delegazione europea e della legge europea

1. La legge di delegazione europea e la legge europea, di cui all'art. 29, assicurano il periodico adeguamento dell'ordinamento nazionale all'ordinamento dell'Unione europea.

2. La legge di delegazione europea, al fine dell'adempimento degli obblighi di cui all'art. 1, reca:

*a)* disposizioni per il conferimento al Governo di delega legislativa volta esclusivamente all'attuazione delle direttive europee e delle decisioni quadro da recepire nell'ordinamento nazionale, esclusa ogni altra disposizione di delegazione legislativa non direttamente riconducibile al recepimento degli atti legislativi europei;

*b)* disposizioni per il conferimento al Governo di delega legislativa, diretta a modificare o abrogare disposizioni statali vigenti, limitatamente a quanto indispensabile per garantire la conformità dell'ordinamento nazionale ai pareri motivati indirizzati all'Italia dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 258 del Trattato sul funzionamento dell'Unione europea o al dispositivo di sentenze di condanna per inadempimento emesse della Corte di giustizia dell'Unione europea;

*c)* disposizioni che autorizzano il Governo a recepire in via regolamentare le direttive, sulla base di quanto previsto dall'art. 35;

*d)* delega legislativa al Governo per la disciplina sanzionatoria di violazioni di atti normativi dell'Unione europea, secondo quanto disposto dall'art. 33;

*e)* delega legislativa al Governo limitata a quanto necessario per dare attuazione a eventuali disposizioni non direttamente applicabili contenute in regolamenti europei;

*f)* disposizioni che, nelle materie di competenza legislativa delle regioni e delle province autonome, conferiscono delega al Governo per l'emanazione di decreti legislativi recanti sanzioni penali per la violazione delle disposizioni dell'Unione europea recepite dalle regioni e dalle province autonome;

*g)* disposizioni che individuano i principi fondamentali nel rispetto dei quali le regioni e le province autonome esercitano la propria competenza normativa per recepire o per assicurare l'applicazione di atti dell'Unione europea nelle materie di cui all'art. 117, terzo comma, della Costituzione;

*h)* disposizioni che, nell'ambito del conferimento della delega legislativa per il recepimento o l'attuazione degli atti di cui alle lettere *a)*, *b)* ed *e)*, autorizzano il Governo a emanare testi unici per il riordino e per l'armonizzazione di normative di settore, nel rispetto delle competenze delle regioni e delle province autonome;

*i)* delega legislativa al Governo per l'adozione di disposizioni integrative e correttive dei decreti legislativi emanati ai sensi dell'art. 31, commi 5 e 6.

3. La legge europea reca:

*a)* disposizioni modificative o abrogative di disposizioni statali vigenti in contrasto con gli obblighi indicati all'art. 1;

*b)* disposizioni modificative o abrogative di disposizioni statali vigenti oggetto di procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea nei confronti della Repubblica italiana o di sentenze della Corte di giustizia dell'Unione europea;

*c)* disposizioni necessarie per dare attuazione o per assicurare l'applicazione di atti dell'Unione europea;

*d)* disposizioni occorrenti per dare esecuzione ai trattati internazionali conclusi nel quadro delle relazioni esterne dell'Unione europea;

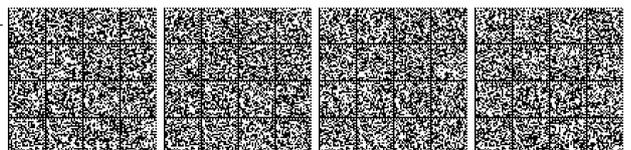
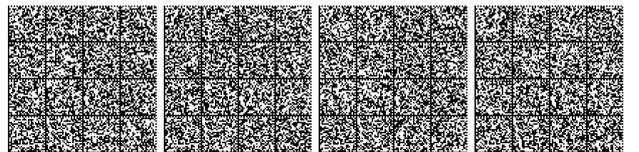
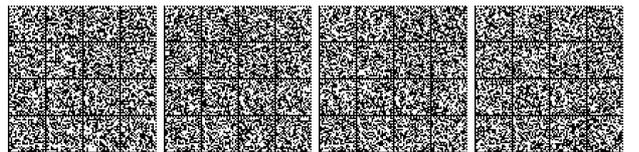
*e)* disposizioni emanate nell'esercizio del potere sostitutivo di cui all'art. 117, quinto comma, della Costituzione, in conformità ai principi e nel rispetto dei limiti di cui all'art. 41, comma 1, della presente legge.

4. Gli oneri relativi a prestazioni e a controlli da eseguire da parte di uffici pubblici, ai fini dell'attuazione delle disposizioni dell'Unione europea di cui alla legge di delegazione europea per l'anno di riferimento e alla legge europea per l'anno di riferimento, sono posti a carico dei soggetti interessati, ove ciò non risulti in contrasto con la disciplina dell'Unione europea, secondo tariffe determinate sulla base del costo effettivo del servizio reso. Le tariffe di cui al primo periodo sono predeterminate e pubbliche.

5. Le entrate derivanti dalle tariffe determinate ai sensi del comma 4 sono attribuite, nei limiti previsti dalla legislazione vigente, alle amministrazioni che effettuano le prestazioni e i controlli, mediante riassegnazione ai sensi del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica 10 novembre 1999, n. 469.".

— Il testo dell'art. 11 del regolamento al codice della navigazione di cui al regio decreto 30 marzo 1942, n. 327, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* 18 aprile 1942, n. 93, ediz. spec., così recita:

"Art. 11. (Legge regolatrice della contribuzione alle avarie comuni). La contribuzione alle avarie comuni è regolata dalla legge nazionale della nave o dell'aeromobile.".

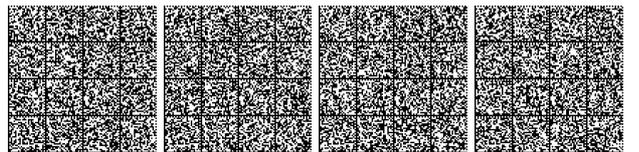
**17G00005**

Vittoria Orlando, *redattore* Delia Chiara, *vice redattore*

(WI-GU-2017-SOL-001/L) Roma, 2017 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A.

**MODALITÀ PER LA VENDITA**

**La «Gazzetta Ufficiale» e tutte le altre pubblicazioni dell'Istituto sono in vendita al pubblico:**

- **— presso il punto vendita dell'Istituto in piazza G. Verdi, 1 - 00198 Roma ☎ 06-8549866**
- **— presso le librerie concessionarie riportate nell'elenco consultabile sui siti www.ipzs.it e www.gazzettaufficiale.it.**

L'Istituto conserva per la vendita le Gazzette degli ultimi 4 anni fino ad esaurimento. Le richieste per corrispondenza potranno essere inviate a:

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A.
Vendita Gazzetta Ufficiale
Via Salaria, 691
00138 Roma
fax: 06-8508-3466
e-mail: informazioni@gazzettaufficiale.it

avendo cura di specificare nell'ordine, oltre al fascicolo di GU richiesto, l'indirizzo di spedizione e di fatturazione (se diverso) ed indicando i dati fiscali (codice fiscale e partita IVA, se titolari) obbligatori secondo il DL 223/2007. L'importo della fornitura, maggiorato di un contributo per le spese di spedizione, sarà versato in contanti alla ricezione.

GAZZETTA UFFICIALE
DELLA REPUBBLICA ITALIANA

## CANONI DI ABBONAMENTO (salvo conguaglio)
## validi a partire dal 1° OTTOBRE 2013

### GAZZETTA UFFICIALE - PARTE I (legislativa)

| | | CANONE DI ABBONAMENTO | |
|---|---|---|---|
| **Tipo A** | Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari: | | |
| | *(di cui spese di spedizione € 257,04)** | - annuale | € **438,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 128,52)** | - semestrale | € **239,00** |
| **Tipo B** | Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti dei giudizi davanti alla Corte Costituzionale: | | |
| | *(di cui spese di spedizione € 19,29)** | - annuale | € **68,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 9,64)** | - semestrale | € **43,00** |
| **Tipo C** | Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata agli atti della UE: | | |
| | *(di cui spese di spedizione € 41,27)** | - annuale | € **168,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 20,63)** | - semestrale | € **91,00** |
| **Tipo D** | Abbonamento ai fascicoli della serie destinata alle leggi e regolamenti regionali: | | |
| | *(di cui spese di spedizione € 15,31)** | - annuale | € **65,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 7,65)** | - semestrale | € **40,00** |
| **Tipo E** | Abbonamento ai fascicoli della serie speciale destinata ai concorsi indetti dallo Stato e dalle altre pubbliche amministrazioni: | | |
| | *(di cui spese di spedizione € 50,02)** | - annuale | € **167,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 25,01)** | - semestrale | € **90,00** |
| **Tipo F** | Abbonamento ai fascicoli della serie generale, inclusi tutti i supplementi ordinari, e dai fascicoli delle quattro serie speciali: | | |
| | *(di cui spese di spedizione € 383,93)** | - annuale | € **819,00** |
| | *(di cui spese di spedizione € 191,46)** | - semestrale | € **431,00** |

**N.B.:** L'abbonamento alla GURI tipo A ed F comprende gli indici mensili

### CONTO RIASSUNTIVO DEL TESORO

Abbonamento annuo (incluse spese di spedizione) € **56,00**

### PREZZI DI VENDITA A FASCICOLI
(Oltre le spese di spedizione)

| Prezzi di vendita: | | |
|---|---|---|
| | serie generale | € 1,00 |
| | serie speciali (escluso concorsi), ogni 16 pagine o frazione | € 1,00 |
| | fascicolo serie speciale, *concorsi*, prezzo unico | € 1,50 |
| | supplementi (ordinari e straordinari), ogni 16 pagine o frazione | € 1,00 |
| | fascicolo Conto Riassuntivo del Tesoro, prezzo unico | € 6,00 |

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

**PARTE I - 5ª SERIE SPECIALE - CONTRATTI PUBBLICI**

| | | |
|---|---|---|
| *(di cui spese di spedizione € 129,11)** | - annuale | € **302,47** |
| *(di cui spese di spedizione € 74,42)** | - semestrale | € **166,36** |

**GAZZETTA UFFICIALE - PARTE II**

| | | |
|---|---|---|
| *(di cui spese di spedizione € 40,05)** | - annuale | € **86,72** |
| *(di cui spese di spedizione € 20,95)** | - semestrale | € **55,46** |

Prezzo di vendita di un fascicolo, ogni 16 pagine o frazione (oltre le spese di spedizione) € 1,01 (€ 0,83 + IVA)

**Sulle pubblicazioni della 5° Serie Speciale e della Parte II viene imposta I.V.A. al 22%.**
Si ricorda che, in applicazione della legge 190 del 23 dicembre 2014 articolo 1 comma 629, gli enti dello Stato ivi specificati sono tenuti a versare all'Istituto solo la quota imponibile relativa al canone di abbonamento sottoscritto. Per ulteriori informazioni contattare la casella di posta elettronica abbonamenti@gazzettaufficiale.it.

### RACCOLTA UFFICIALE DEGLI ATTI NORMATIVI

| | |
|---|---|
| Abbonamento annuo | € **190,00** |
| Abbonamento annuo per regioni, province e comuni - SCONTO 5% | € **180,50** |
| Volume separato (oltre le spese di spedizione) | € 18,00 |

I.V.A. 4% a carico dell'Editore

Per l'estero, i prezzi di vendita (in abbonamento ed a fascicoli separati) anche per le annate arretrate, compresi i fascicoli dei supplementi ordinari e straordinari, devono intendersi raddoppiati. Per il territorio nazionale, i prezzi di vendita dei fascicoli separati, compresi i supplementi ordinari e straordinari, relativi anche ad anni precedenti, devono intendersi raddoppiati. Per intere annate è raddoppiato il prezzo dell'abbonamento in corso. Le spese di spedizione relative alle richieste di invio per corrispondenza di singoli fascicoli vengono stabilite di volta in volta in base alle copie richieste. Eventuali fascicoli non recapitati potranno essere forniti gratuitamente entro 60 giorni dalla data di pubblicazione del fascicolo. Oltre tale periodo questi potranno essere forniti soltanto a pagamento.

**N.B. - La spedizione dei fascicoli inizierà entro 15 giorni dall'attivazione da parte dell'Ufficio Abbonamenti Gazzetta Ufficiale.**

***RESTANO CONFERMATI GLI SCONTI COMMERCIALI APPLICATI AI SOLI COSTI DI ABBONAMENTO***

* tariffe postali di cui alla Legge 27 febbraio 2004, n. 46 (G.U. n. 48/2004) per soggetti iscritti al R.O.C.